



TESIS DOCTORAL:
OPTIMIZACIÓN BINIVEL APLICADA AL PROBLEMA DE LA
PLANEACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

AUTOR:
RICARDO ALBERTO HINCAPIÉ ISAZA

PEREIRA - 2017

OPTIMIZACIÓN BINIVEL APLICADA AL PROBLEMA DE LA
PLANEACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

RICARDO ALBERTO HINCAPIÉ ISAZA

Proyecto de grado presentado como requisito para optar
por el título de Doctor en Ingeniería

Asesor: Ph.D JOSÉ ROBERTO SANCHES MANTOVANI

Director: Ph.D RAMÓN ALFONSO GALLEGO RENDÓN

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PROGRAMA DE DOCTORADO EN INGENIERÍAS
PEREIRA

2017

Resumen

Este documento presenta un modelo binivel para la planeación de redes de distribución de media y baja tensión, con penetración de generación distribuida (GD) en la red de baja tensión. El modelo binivel propuesto tiene en cuenta en los niveles superior e inferior, el planeamiento de las redes de media y baja tensión, respectivamente. Esta metodología considera como conflicto entre estos dos agentes (niveles superior e inferior) el tamaño y la localización de los transformadores de distribución (TD), es decir, la incidencia que tiene el flujo de potencia que circula de la red primaria a la secundaria. El principal objetivo de este enfoque es encontrar una solución global conjunta que permita obtener un equilibrio que beneficie el planeamiento de ambas redes. Los dos niveles involucran los costos de instalación y repotenciación de elementos nuevos y existentes (tramos de red, TD, subestaciones y GD) y el costo de las pérdidas de energía.

Este problema binivel es formulado como un modelo no lineal entero mixto y es solucionado usando un algoritmo de búsqueda tabú (ABT). Para verificar la eficiencia de la metodología propuesta se emplean tres casos de estudio: *i*) planeamiento integrado tradicional, *ii*) planeamiento integrado binivel y *iii*) planeamiento integrado binivel con GD en la red de baja tensión. Los resultados obtenidos muestran la importancia de considerar en los estudios de planeación de redes de distribución, la red primaria y secundaria de forma simultánea, lo cual permite encontrar respuestas con costos globales más bajos.

Abstract

This paper presents a bilevel model for optimal integrated planning of medium and low voltage distribution systems with penetration of distributed generation (DG) in the low voltage network. The proposed bilevel model takes into account in the upper and the lower levels, the medium and low voltage network planning respectively. This approach considers as conflict between these two agents (upper and lower levels), the size and location of the distribution transformers (DT), i.e. the incidence in both networks of the power flow circulating from the primary to the secondary system. The main objective of this approach is to find a joint global solution that establishes a balance to benefit the planning of both networks. The upper and lower levels involve the costs of installing and upgrading the new and existing elements (branches, DT, substations and DG) and the cost of the energy technical losses.

This bilevel problem is formulated as a mixed integer non-linear model, and is solved using a tabu search algorithm (TSA). To verify the efficiency of the proposed methodology, three cases of study are compared: i) traditional integrated planning, ii) bilevel integrated planning and iii) bilevel integrated planning with DG in the LV network. The obtained results show the importance of considering both networks in a simultaneous way in the electric distribution system planning, which allows finding answers of lower global costs.

Índice general

Índice general	I
Índice de figuras	IV
Índice de cuadros	VI
1. Introducción	1
1.1. Estado del arte	4
1.1.1. Planeamiento de redes de MT	6
1.1.2. Planeamiento de redes de BT	12
1.1.3. Planeamiento integrado de redes de MT y BT	14
1.1.4. Optimización binivel empleada en sistemas eléctricos	16
1.1.5. Comentarios finales sobre el marco referencial	17
1.2. Aportes del proyecto	21
1.3. Estructura del documento	21
2. Formulación matemática del problema	23

2.1. Características generales	25
2.2. Planeación tradicional de redes de media tensión	26
2.3. Planeación tradicional de redes de baja tensión	28
2.3.1. Sin generación distribuida	28
2.3.2. Con generación distribuida	30
3. Optimización Binivel	33
3.1. Representación general y región de factibilidad	34
3.2. Orden del juego	36
3.3. Comentarios adicionales	39
3.4. Modelo binivel propuesto	40
3.4.1. Consideraciones empleadas en el modelo	41
3.4.2. Modelo matemático binivel	43
3.4.3. Comentarios finales	46
4. Metodología propuesta	48
4.1. Codificación	49
4.2. Configuración inicial	50
4.3. Criterios de vecindad	50
4.4. Evaluación de las configuraciones	51
4.5. Criterio de parada	51
4.6. Técnica de solución	51

4.7. Metodología general	53
5. Aplicación y resultados	56
5.1. Descripción del sistema	56
5.2. Resultados obtenidos	60
5.3. Comentarios finales	66
6. Conclusiones, limitaciones, recomendaciones y trabajos futuros	67
6.1. Conclusiones	67
6.2. Limitaciones	69
6.3. Recomendaciones y trabajos futuros	70
Bibliografía	71

Índice de figuras

1.1. Tendencia histórica del PSD	5
1.2. Porcentaje de participación por enfoque	20
3.1. Solución óptima del ejemplo 1	37
3.2. Solución óptima del ejemplo 2	39
3.3. Esquema binivel para el problema del PSD	41
4.1. Codificación empleada en el nivel superior	49
4.2. Codificación empleada en el nivel inferior	50
4.3. Pseudo-código del ABT	53
4.4. Metodología propuesta	55
5.1. Sistema de distribución integrado	57
5.2. Caso 1 - Red primaria	63
5.3. Caso 1 - Red secundaria	63
5.4. Caso 2 - Red primaria	64
5.5. Caso 2 - Red secundaria	64

5.6. Caso 3 - Red primaria 65

5.7. Caso 3 - Red secundaria 65

Índice de cuadros

1.1. Planeación de sistemas de distribución	18
1.2. Artículos por enfoque	20
3.1. Comparación de los ejemplos 1 y 2	39
5.1. Costos de los elementos	58
5.2. Nodos candidatos para instalar TD y GD	58
5.3. Comparación del costo de expansión en millones de USD	62
5.4. Costo de expansión de las redes de MT y BT en millones de USD	62
6.1. Datos de conductores empleados Red de MT - Costos de instalación	80
6.2. Datos de transformadores de distribución	82
6.3. Datos de generadores distribuidos	82
6.4. Datos de subestaciones	82
6.5. Datos de tramos de red de baja tensión	83
6.6. Datos de tramos de red de media tensión	86
6.7. Demanda nodal - Red de baja tensión (fp=0.9)	90

6.8. Demanda nodal - Red de media tensión (fp=0.9) 95

Nomenclatura y Notaciones

Conjuntos

Ω_{DT} :	Conjunto formado por TD nuevos y existentes.
Ω_{EP} :	Conjunto formado por tramos existentes de red primaria.
Ω_{ES} :	Conjunto formado por tramos existentes de red secundaria.
Ω_{ESS} :	Conjunto formado por subestaciones existentes.
Ω_{ip} :	Conjunto formado por nodos conectados al nodo primario i .
Ω_{is} :	Conjunto formado por nodos conectados al nodo secundario i .
Ω_{ND} :	Conjunto formado por TD nuevos.
Ω_{NG} :	Conjunto formado por GD nuevos.
Ω_{NL} :	Conjunto formado por el número de niveles de la curva de duración de carga.
Ω_{NP} :	Conjunto formado por tramos nuevos de red primaria.
Ω_{NS} :	Conjunto formado por tramos nuevos de red secundaria.
Ω_{NSS} :	Conjunto formado por subestaciones nuevas.
Ω_{PF} :	Conjunto formado por tramos nuevos y existentes de red primaria.
Ω_{PN} :	Conjunto formado por nodos de red primaria.
Ω_{SC} :	Conjunto formado por tramos nuevos y existentes de red secundaria.
Ω_{SN} :	Conjunto formado por nodos de red secundaria.
Ω_{SS} :	Conjunto formado por subestaciones nuevas y existentes.
Ω_{TD} :	Conjunto formado por tipos de TD.
Ω_{TG} :	Conjunto formado por tipos de GD.
Ω_{TP} :	Conjunto formado por tipos de conductores de red primaria.
Ω_{TS} :	Conjunto formado por tipos de conductores de red secundaria.
Ω_{TSS} :	Conjunto formado por tipos de subestaciones.

Parámetros

$C_{ij,p}^{EP}$:	Costo de repotenciación de un tramo existente de red primaria entre los nodos $i - j$, tipo p [\$].
$C_{ij,c}^{ES}$:	Costo de repotenciación de un tramo existente de red secundaria entre los nodos $i - j$, tipo c [\$].
$C_{i,s}^{ESS}$:	Costo de ampliación de una subestación existente en el nodo i , tipo s [\$].
$C_{i,d}^{ND}$:	Costo de instalación de un transformador de distribución nuevo en el nodo i , tipo d [\$].
$C_{i,g}^{NG}$:	Costo de instalación de un generador distribuido nuevo en el nodo i , tipo g [\$].
$C_{ij,p}^{NP}$:	Costo de instalación de un tramo nuevo de red primaria entre los nodos $i - j$, tipo p [\$].
$C_{ij,c}^{NS}$:	Costo de instalación de un tramo nuevo de red secundaria entre los nodos $i - j$, tipo c [\$].
$C_{i,s}^{NSS}$:	Costo de instalación de una subestación nueva en el nodo i , tipo s [\$].
$I_{ij,c}^{max}$:	Límite máximo de corriente de un conductor secundario tipo c [A].
$I_{ij,p}^{max}$:	Límite máximo de corriente de un conductor primario tipo p [A].
nL :	Número de niveles de la curva de duración de carga.
R_{ij}^p :	Resistencia del tramo de red primario entre los nodos $i - j$, tipo p [Ω].
R_{ij}^s :	Resistencia del tramo de red secundario entre los nodos $i - j$, tipo s [Ω].
$S_{i,d}^{cu}$:	Pérdidas de potencia en el cobre de un TD en el nodo i , tipo d .
$S_{i,d}^{fe}$:	Pérdidas de potencia en el hierro de un TD en el nodo i , tipo d .
$S_{i,d}^{max}$:	Límite máximo de potencia de un TD tipo d [kVA].
$S_{i,g}^{max}$:	Límite máximo de potencia de un GD tipo g [kVA].
$S_{i,s}^{max}$:	Límite máximo de potencia de una subestación tipo s [MVA].
$S_{i,l}^{SD}$:	Demanda secundaria en el nodo i , para un nivel de carga l [kVA].
V_i^{max} :	Límite máximo de tensión en el nodo primario i [kV].

Variables

- V_{i-abcn}^{max} : Límite máximo de tensión en el nodo secundario i , en las fases a , b , c , y el neutro [kV].
- V_i^{min} : Límite mínimo de tensión en el nodo primario i [kV].
- V_{i-abcn}^{min} : Límite mínimo de tensión en el nodo secundario i , en las fases a , b , c , y el neutro [kV].
- $\sigma_{ij,p}^{EP}$: Variable binaria de decisión para repotenciar un tramo existente de red primaria entre los nodos $i - j$, tipo p .
- $\sigma_{ij,c}^{ES}$: Variable binaria de decisión para repotenciar un tramo existente de red secundaria entre los nodos $i - j$, tipo c .
- $\sigma_{i,s}^{ESS}$: Variable binaria de decisión para aumentar la capacidad de una subestación existente en el nodo i , tipo s .
- $\sigma_{i,d}^{ND}$: Variable binaria de decisión para instalar un TD nuevo en el nodo i , tipo d .
- $\sigma_{i,g}^{NG}$: Variable binaria de decisión para instalar un GD nuevo en el nodo i , tipo g .
- $\sigma_{ij,p}^{NP}$: Variable binaria de decisión para instalar un tramo nuevo de red primaria entre los nodos $i - j$, tipo p .
- $\sigma_{ij,c}^{NS}$: Variable binaria de decisión para instalar un tramo nuevo de red secundaria entre los nodos $i - j$, tipo c .
- $\sigma_{i,s}^{NSS}$: Variable binaria de decisión para instalar una subestación nueva en el nodo i , tipo s .
- $I_{ij,l}$: Corriente que circula por el tramo de red primaria entre los nodos $i - j$, para un nivel de carga l [A].
- $I_{ij,l}^{abcn}$: Corriente que circula por el tramo de red secundaria entre los nodos $i - j$, en las fases a , b , c , y el neutro, para un nivel de carga l [A].
- $S_{i,l}^{DT}$: Potencia inyectada a un TD en el nodo i , para un nivel de carga l [kVA].
- $S_{i,l}^G$: Potencia inyectada por un GD en el nodo i , para un nivel de carga l [kVA].

- $S_{i,l}^S$: Potencia inyectada por una subestación en el nodo i , para un nivel de carga l [MVA].
- $V_{i,l}$: Tensión en el nodo primario i , para un nivel de carga l [kV].
- $V_{i,l}^{abcn}$: Tensión en el nodo secundario i , en las fases a , b , c , y el neutro, para un nivel de carga l [kV].

Capítulo 1

Introducción

El planeamiento de sistemas de distribución (PSD) es conocido como el conjunto de estrategias que permiten determinar cuándo, cuánto y dónde un elemento eléctrico debe ser instalado en la red, con el fin de satisfacer el crecimiento de la demanda en un periodo de tiempo definido. Tradicionalmente el PSD ha considerado la instalación de nuevos elementos como circuitos eléctricos (en media o baja tensión - MT/BT), fuentes (subestaciones o transformadores de distribución), y el aumento de la capacidad de los elementos existentes [1]-[3].

Debido a la dificultad de plantear un modelo integrado de redes de media y baja tensión, y dada su naturaleza combinatorial (NP-completo), este problema ha sido usualmente solucionado de forma separada para cada nivel de tensión, reduciendo el espacio de búsqueda del problema. De acuerdo a esto, varias metodologías y diferentes modelos matemáticos han sido usados con el fin de solucionar este problema. Sin embargo, el número de investigaciones en esta área son mayores en el PSD primaria que en el PSD secundaria, y mucho menores en el planeamiento integrado entre ambas redes (ver Sección 1.1.5) [1]-[62].

Por otro lado, en los últimos años el interés del sector eléctrico por la conexión de GD en las redes eléctricas ha aumentado considerablemente, debido a los beneficios técnicos y económicos que conlleva su instalación. Inicialmente se utilizaron GD para resolver problemas

operativos [27]-[30]. Posteriormente, debido a los grandes impactos obtenidos, se incorporaron al problema del PSD [38]. Sin embargo, a pesar de los impactos positivos que la GD presenta, solo un artículo considera estos elementos en la planificación integrada de redes primarias y secundarias [62]. La principal diferencia entre los trabajos antes mencionados y el enfoque propuesto en esta investigación, consiste en un nuevo modelo matemático binivel que se utiliza para representar simultáneamente la planificación integrada de ambas redes. Adicionalmente, considera la penetración de GD en la red de BT. Se decidió utilizar GD en este nivel de tensión, ya que se deseaba observar el impacto de una penetración a pequeña escala, dado que en países como Colombia existen leyes que fomentan este tipo de conexiones a la red. Adicionalmente se deseaba observar el impacto técnico en sistemas con bajos niveles de tensión y altos índices de pérdidas. Es importante aclarar que al ser este proyecto una primera aproximación para abordar este tipo de situaciones (problema integrado con GD), se consideraron los siguientes aspectos: *i*) la GD no presenta incertidumbre en su generación, *ii*) no se asoció a un tipo de GD en particular y *iii*) se modeló como un nodo PQ.

Dentro del contexto de la formulación binivel se puede describir como un modelo de optimización jerárquico que considera dos niveles (o agentes), conocidos como superior (o líder) e inferior (o seguidor). En este tipo de problemas, cada nivel es un modelo de optimización compuesto por una función objetivo y su respectivo conjunto de restricciones. Una de sus principales características es el conflicto que existe entre ambos niveles, donde la decisión de uno afecta al otro, y viceversa [63]-[71]. En la metodología propuesta en este trabajo, el nivel superior representa la PSD primaria (líder) y el inferior la PSD secundaria (seguidor).

Generalmente las redes de distribución de MT y BT pertenecen al mismo propietario, razón por la cual se puede pensar que no existe conflicto entre los agentes. De hecho bajo esta perspectiva, solamente existiría un agente. Sin embargo, el conflicto en este trabajo está relacionado con la localización y dimensionamiento de los TD, lo cual afecta los flujos de potencia que circulan en ambas redes, reflejándose en los aspectos técnicos y económicos del planeamiento de ambos sistemas.

Una ubicación adecuada de un TD para una red secundaria puede ser inapropiada para la red de media tensión, causando un dimensionamiento inadecuado de los elementos eléctricos. Por otra parte, la localización del TD (desde el punto de vista de la red de MT), puede afectar las pérdidas técnicas en la red de BT, lo cual aumentaría los costos del proyecto. De igual forma, el tamaño del TD afecta directamente los aspectos técnicos de ambas redes. Un valor nominal de un TD impone requerimientos técnicos en la red de BT para cumplir con aspectos de regulación de tensión y bajas pérdidas técnicas. Para evitar estas situaciones, el modelo binivel propuesto considera la interacción de ambas redes de forma simultánea, permitiendo encontrar una solución global conjunta que garantice un equilibrio en el planeamiento entre ambas redes.

En un modelo de optimización binivel, el líder realiza un primer movimiento anticipando la decisión del seguidor. Luego el seguidor toma una decisión basada en el movimiento del líder [71]. En este proyecto, el líder (PSD primario) propone una ubicación y tamaño para el TD y el seguidor (PSD secundario) reacciona a esta estrategia. En otras palabras, la red secundaria está planificada usando el movimiento del líder, lo cual provoca diferentes valores de la potencia requerida para alimentar la carga en la red de BT. Una vez resuelto el problema de optimización de la red de BT, el seguidor devuelve al líder la cantidad de potencia utilizada por cada TD. En este punto, ya se puede planificar la red de media tensión. En otras palabras, se ha realizado un planeamiento integrado entre ambas redes.

Un problema de optimización binivel puede ser transformado en un problema de un solo nivel, si el nivel inferior es continuo y convexo. Para esto pueden ser usados: *i*) las condiciones de KKT o *ii*) incorporar en el nivel superior las restricciones primal y dual y la restricción de dualidad fuerte de cada problema del nivel inferior. En este trabajo, ambos niveles son formulados como un modelo de optimización no lineal entero mixto, y por su naturaleza, son no convexos. Como consecuencia de esto, el modelo binivel propuesto es resuelto usando una técnica metaheurística. En este trabajo se decidió usar el algoritmo de búsqueda tabú (ABT), debido a que este ha sido usado con éxito en la solución de problemas de complejidad matemática similar [46], [53], [55].

A continuación se presenta una revisión del estado del arte, con el fin de contextualizar mejor

al lector en el desarrollo de esta temática.

1.1. Estado del arte

El PSD ha sido tratado en la literatura especializada de diversas maneras. Las variantes que se presentan en la forma en que se aborda este tema obedecen a diferentes modelos matemáticos, técnicas de solución, enfoque en el tiempo, número de funciones objetivo y el nivel de tensión del sistema. Con el fin de obtener un panorama más amplio alrededor de esta temática, en la Figura 1.1 se ilustra la evolución que ha tenido el PSD durante las últimas décadas.

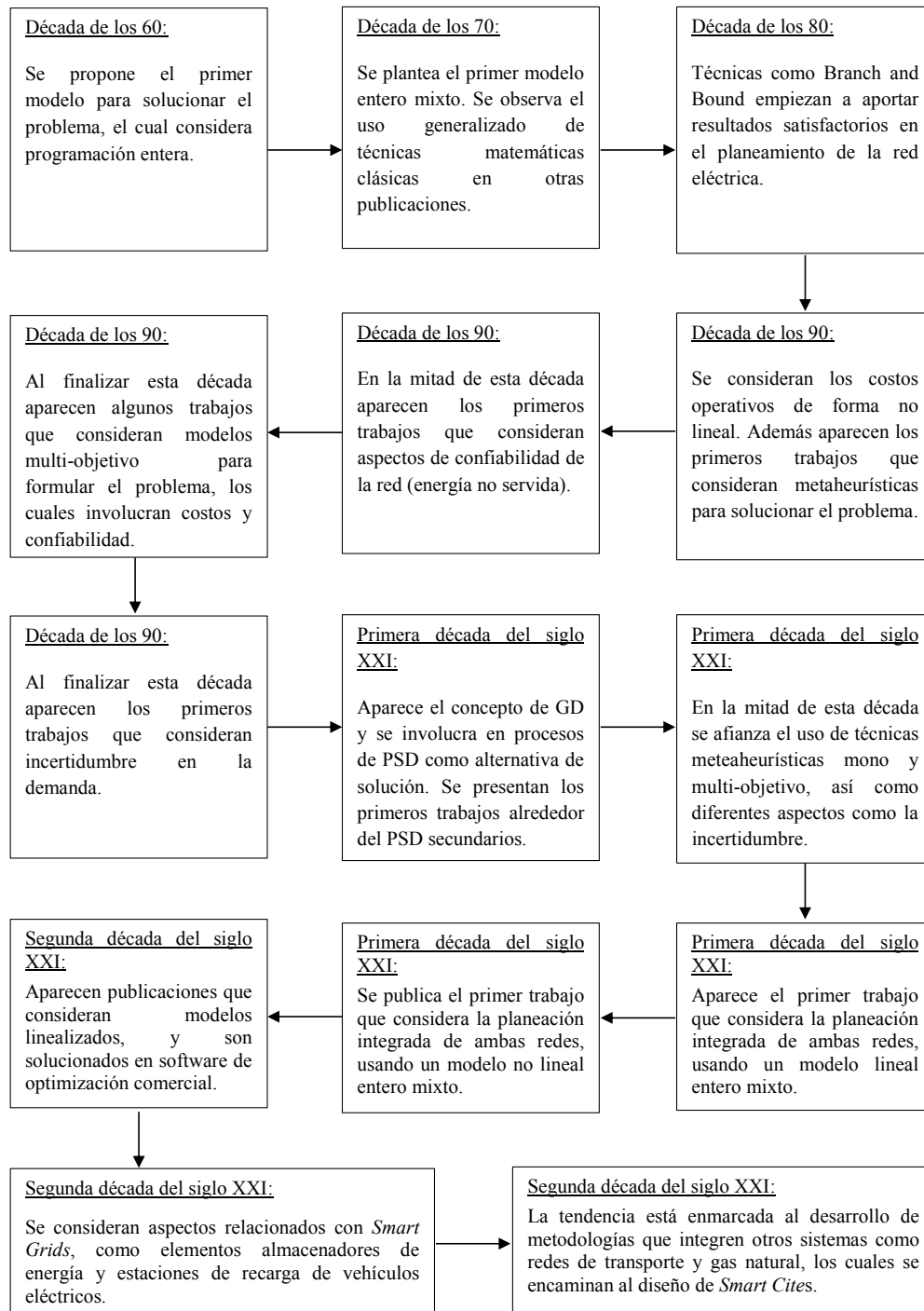


Figura 1.1: Tendencia histórica del PSD

Con respecto al nivel de tensión, el planeamiento de la red primaria y secundaria

tradicionalmente se ha efectuado de forma independiente. A continuación se ilustra en forma más detallada los aspectos más relevantes empleados en la planeación de estos subsistemas, cuando se realizan de forma independiente y de forma integrada.

La revisión bibliográfica se realiza desde este punto de vista, dado que es el enfoque que se tiene como desarrollo en este proyecto.

1.1.1. Planeamiento de redes de MT

El problema de la planeación de estos sistemas se ha considerado tradicionalmente en la literatura especializada como una minimización de una función objetivo que involucra los costos fijos o de inversión y los costos variables o de operación asociados a la expansión. A continuación se presentan los trabajos más relevantes alrededor de esta temática.

Entre los primeros trabajos realizados para la optimización de redes eléctricas se encuentra la propuesta hecha en [1] en 1960, el cual propone minimizar una función objetivo sujeta a un conjunto de restricciones lineales mediante el uso de programación entera.

En 1974 en [2] proponen un modelo lineal entero mixto para describir el problema, el cual permite encontrar la ubicación de los alimentadores en la red y las dimensiones óptimas de los conductores, teniendo en cuenta las restricciones de capacidad máxima de potencia de cada uno de los tamaños empleados. Las subestaciones se asumen como existentes, con capacidades y ubicación conocidas. Plantean la minimización de una función objetivo que expresa los costos totales de expansión de la red conociendo las demandas futuras y las capacidades de transferencia de los alimentadores. Ese mismo año en [3], proponen un modelo para obtener el diseño óptimo de un sistema de distribución utilizando algoritmos de transporte y del camino más corto. Mediante este modelo se encuentran la ubicación y capacidades óptimas de las subestaciones. Por medio del algoritmo del transporte se encuentra el área o zona que cada subestación debe alimentar, mientras que el algoritmo del camino más corto es empleado para hallar la ubicación óptima para cada subestación.

En 1977 en [4] presentan un modelo en el que se incluyen las líneas y subestaciones dentro del plan de diseño. Este modelo es aplicado como un problema de programación lineal entera-mixta y busca minimizar una función objetivo que representa los costos fijos y variables tanto de líneas como de subestaciones, siendo los costos variables una aproximación lineal. La técnica de solución que se utiliza es un algoritmo de Branch and Bound.

En 1981 en [5] utilizan programación cuadrática. Aplican el método simplex, considerando inicialmente todas las variables como continuas. Luego proponen un método mediante el cual transforman las variables continuas en enteras, con el fin de determinar las capacidades de los elementos. Ese mismo año, en [6] y [7] aplican al diseño óptimo de sistemas de distribución de energía eléctrica modelos de programación lineal entera-mixta, en el cual linealizan los costos variables incluidos en la función objetivo. Las técnicas de solución utilizadas son algoritmos de Branch and Bound y algoritmos de programación lineal.

En 1985 en [8] obtienen resultados para la localización y capacidades de los alimentadores utilizando un algoritmo de Branch and Bound y técnicas heurísticas, los cuales arrojan soluciones cercanas al óptimo global.

En 1988 en [9] emplean un modelo para determinar los tamaños óptimos de los conductores de una red de distribución. La función objetivo implementada representa los costos fijos y variables, sujeta a la restricción de máxima potencia que puede transportar cada tipo de conductor teniendo en cuenta la restricción de caída de tensión permisible. Los costos variables se incluyen como una aproximación linealizada.

En 1990 en [10] consideran los costos variables como no lineales y utilizan programación dinámica para su solución. En 1990 en [11], en 1991 en [12], en 1992 en [13] y [14], en 1994 en [15] y en 1997 en [16], proponen una metodología para solucionar el problema de la ubicación de alimentadores primarios, usando un algoritmo de Branch Exchange. Asumen las subestaciones como existentes y conocidas, y los costos variables son considerados de forma lineal.

En 1994 en [17] tienen en cuenta los costos no lineales de operación y aplican como técnica de solución un algoritmo genético, siendo este trabajo uno de los primeros en emplear técnicas

metaheurísticas para solucionar el problema.

En 1997 en [18] minimizan la energía no servida debido a fallos e interrupciones no previstas en una subestación. Teniendo en cuenta esto, realizan un modelo de diseño óptimo para obtener las capacidades adecuadas de las subestaciones. En el modelo se emplean dos funciones objetivo: una que busca la capacidad óptima de cada subestación en caso de tener que respaldar a otra subestación durante una contingencia, y la otra representa la potencia que una subestación puede proporcionar a las subestaciones vecinas, teniendo en cuenta las caídas de tensión permisibles. Los autores utilizan programación lineal para obtener la solución óptima.

En 1997 en [19] consideran dos funciones objetivo: una representa la confiabilidad de la red de distribución y la otra contiene los costos globales del sistema. El modelo que utilizan es no lineal entero mixto y es resuelto mediante la aplicación de un algoritmo evolutivo.

En 1998 en [20] el autor emplea dos modelos matemáticos: uno mono-objetivo y otro multiobjetivo. El modelo mono-objetivo empleado proporciona la opción de diseñar una red nueva o a partir de una existente. La función objetivo que se utiliza representa los costos fijos y variables (en forma no lineal), sujeta a restricciones técnicas como máximas caídas de tensión permitidas, radialidad, capacidad de los conductores y de las subestaciones. Este modelo permite obtener resultados óptimos para una única etapa de planificación o para múltiples etapas. La solución encontrada tiene en cuenta la localización y capacidades óptimas de subestaciones y alimentadores, y la expansión de sistemas de distribución tanto en líneas como en subestaciones. El modelo multiobjetivo considera la confiabilidad de la red y los costos totales de planeación.

En 1998 en [21] consideran la incertidumbre en el proceso de planeación a través de varios escenarios, los cuales involucran las características estocásticas de la demanda de acuerdo a un peso específico relacionado con la probabilidad de ocurrencia. Para solucionar el problema es empleado un algoritmo evolutivo.

En el año 2000 en [22] aplican un algoritmo evolutivo para resolver un modelo no lineal y no diferencial en el que se busca minimizar una función objetivo que representa los costos de confiabilidad de un sistema de distribución incluyendo además los costos por interrupción, las

pérdidas de potencia por las líneas y los costos de inversión.

En 2001 en [23] utilizan una metodología de optimización multiobjetivo usando un algoritmo evolutivo. De esta manera hallan la mejor confiabilidad del sistema de distribución al mismo tiempo que minimizan los costos de expansión de la red. El modelo que proponen es no lineal entero mixto, el cual permite obtener la localización y el dimensionamiento óptimo de nuevos alimentadores y subestaciones. Consideran dos funciones objetivo: confiabilidad de la red y costos de expansión. Ese mismo año en [24], se propone un plan de expansión de alimentadores primarios y subestaciones existentes además del planeamiento de nuevas subestaciones y alimentadores. Plantea dos funciones objetivo: la primera representa la minimización de los costos de diseño y la segunda la maximización de los beneficios obtenidos en relación con los costos. Consideran caídas de tensión permisibles, capacidad de conductores y subestaciones, costos de pérdidas en las líneas, valor de los equipos, costos de instalación o desinstalación de equipos y precio de la energía. Utiliza programación dinámica para solucionar el problema.

En 2002 en [25] proponen un algoritmo que considera técnicas de programación dinámica y sistemas de información geográfica, con el fin de determinar la mejor ruta para los alimentadores primarios. En 2003 en [26] presentan un algoritmo genético aplicado especialmente al planeamiento óptimo de redes de distribución a gran escala. Este algoritmo trabaja encontrando la mejor localización y dimensión de subestaciones y alimentadores, minimizando los costos fijos de inversión y los costos variables no lineales.

En 2003 en [27] y [28] proponen la ubicación y tamaño óptimo de GD, con el fin de mejorar los índices de confiabilidad. En 2003 y 2004 en [29] y [30] respectivamente, los autores plantean el uso de GD en redes de distribución considerando tecnologías convencionales.

En 2004 en [31] presentan un modelo probabilístico para el planeamiento multiobjetivo de sistemas de distribución de energía eléctrica. La probabilidad durante el proceso de solución es llevada en cuenta en la demanda a través de modelos difusos. La técnica de solución empleada es un algoritmo basado en búsqueda tabú.

En 2006 en [32] utilizan un algoritmo genético aplicado a un problema multiobjetivo con

restricciones técnicas de la red y con funciones objetivo no lineales. En este trabajo los autores buscan minimizar los costos además de minimizar los índices de falla del sistema. La función objetivo económica tiene en cuenta costos de instalación, mantenimiento y pérdidas de energía a través de las líneas, mientras que las fallas son cuantificadas como costos usando el nivel de energía no servida.

En 2006 en [33] proponen la utilización de algoritmos evolutivos sobre modelos multiobjetivo para el planeamiento de sistemas de distribución. Presentan dos funciones objetivos que son los costos de inversión y la energía no suministrada. Los autores formulan el problema de planeamiento como un problema de selección de capacidad, ubicación y número de subestaciones y líneas, de forma que los costos de inversión, pérdidas y energía no suministrada sean minimizados, teniendo en cuenta las restricciones de caídas de tensión, capacidad de las líneas y radialidad.

En 2007 en [34] realizan una combinación entre algoritmos genéticos y colonia de hormigas que resuelve el problema de planeamiento de sistemas de distribución. Minimizan los costos fijos de la red dados por su expansión y los costos variables dados por el consumo de energía, teniendo en cuenta que se deben satisfacer las condiciones de confiabilidad. Estas condiciones incluyen las caídas de tensión, capacidades de líneas y de subestaciones, además de la topología radial de la red. El modelo que se plantea es no lineal y los costos a minimizar se presentan en valor presente neto.

En 2007 en [35] presentan un modelo mono-objetivo el cual considera la demanda como una variable estocástica a través de modelos difusos, usando un algoritmo genético para solucionar el problema. En 2007 y 2008 en [36] y [37] respectivamente, emplean GD dentro del problema del planeamiento, considerando tecnologías no convencionales.

En 2008 en [38] emplean un modelo matemático que minimiza dos funciones objetivo: una económica y otra de confiabilidad, empleando como técnica de solución un algoritmo de optimización por Partículas Swarm. En 2009 en [39] emplean en la solución del problema multiobjetivo, un algoritmo genético multiobjetivo (MOGA), el cual considera los mismos

objetivos descritos anteriormente.

En 2009 en [40] presentan una comparación de diversas técnicas de solución considerando incertidumbre. Las técnicas empleadas son: colonia de hormigas, algoritmos genéticos, búsqueda tabú, branch exchange, y técnicas de descomposición de Benders. La incertidumbre asociada a la demanda y a inyecciones de potencia de generadores distribuidos, son integradas a la solución del problema a través de un flujo de carga probabilístico. Ese mismo año en [41] y [42] se presenta una metodología de planeación que permite localizar y dimensionar adecuadamente generadores distribuidos en el sistema, con el objetivo de minimizar las pérdidas de la red.

En 2010 en [43] presentan un método heurístico para la planeación de redes de distribución basado en factores de sensibilidad para seleccionar los tramos de red o subestaciones, por medio de la relajación del problema a través de un modelo continuo resuelto en un software de optimización comercial. La metodología se valida en tres sistemas de la literatura especializada, encontrando los resultados óptimos conocidos para dichos sistemas.

En 2012 en [44] proponen un esquema de planeamiento de sistemas de distribución considerando un modelo de programación no lineal entero mixto. Como restricciones del problema son impuestas las ecuaciones de balance nodal y radialidad, entre otras. La metodología es resuelta mediante la implementación del modelo en el software de optimización comercial AMPL con el optimizador Knitro. Los resultados obtenidos reflejan la eficiencia del modelo, encontrando la solución óptima para dos sistemas de prueba de la literatura especializada.

En 2012 en [45] se propone un modelo matemático que considera generación distribuida en el sistema de distribución. En este caso, los autores utilizan un algoritmo genético para encontrar configuraciones de la red y un flujo de carga óptimo para minimizar los costos de repotenciación, de operación y mantenimiento, y las pérdidas de potencia considerando el crecimiento de la demanda en un horizonte de planeación.

En 2014 en [46] solucionan el problema de planeamiento del sistema de distribución como un problema de programación no lineal entera mixta multiobjetivo, a partir de un algoritmo

de búsqueda tabu. Consideran los costos de operación, inversión y confiabilidad del sistema como funciones objetivo. Ese mismo año en [47] se propone un modelo de programación lineal entera mixta para describir el problema de PSD, el cual es resuelto por medio de un software de optimización matemática. En este modelo, los autores proponen la construcción de circuitos nuevos, reconductorización de circuitos existentes y localización de capacitores y reguladores de tensión para minimizar la inversión total anualizada y los costos de mantenimiento.

En 2016 en [48] los autores proponen un modelo que busca la optimización de este problema mediante la evaluación económica de diferentes topologías de la red y la instalación de generadores distribuidos en conjunto con la construcción de nuevas líneas, haciendo uso de un algoritmo genético.

1.1.2. Planeamiento de redes de BT

La planeación tradicional de sistemas de BT considera la ubicación y dimensionamiento de nuevos transformadores de distribución y alimentadores secundarios, el cambio de transformadores nuevos por unos de mayor capacidad, la reconductorización de circuitos secundarios existentes y el balance de fases. Esta planificación tiene como propósito principal determinar la configuración óptima de la red, cuantificar el costo de inversión y ubicar el momento en el tiempo para la construcción de los diferentes elementos con el fin de alcanzar costos globales mínimos asociados a la operación, expansión y construcción de dicho sistema. El problema de la planeación de estos sistemas se ha considerado en la literatura especializada como una minimización de una función objetivo que involucra los costos fijos o de inversión y los costos variables o de operación asociados a la expansión. A continuación se presentan los trabajos más relevantes alrededor de esta temática.

En 2002 en [49] plantean un modelo matemático en el que son considerados la ubicación y capacidad de transformadores de distribución, y la ruta y dimensión de la red secundaria. La metodología usada consiste en dividir el problema en tres etapas. La primera considera la localización de los transformadores de distribución, la segunda realiza el diseño de la red

secundaria y la tercera selecciona la ruta adecuada para la red primaria a partir de la red existente. Para resolver las dos primeras etapas los autores emplean un método basado en las p-medianas y relajación lagrangiana. En cuanto a la conexión a la red primaria, emplean el método de árboles generadores mínimos.

En 2003 en [50] se presenta una metodología para el planeamiento de redes secundarias de distribución que busca minimizar los costos a través de métodos heurísticos de optimización. Esta metodología es trabajada en tres etapas donde la primera consiste en la ubicación de los transformadores de distribución empleando el método de las p-medianas. La segunda etapa consiste en la ubicación de los alimentadores secundarios por medio de un algoritmo que obtiene los caminos mínimos. Finalmente se emplea un problema de Steiner para la conexión de los transformadores de distribución a la red primaria. Este mismo año, en [51] se propone una estrategia evolutiva usada para el planeamiento de redes secundarias rurales, las cuales se caracterizan por tener tramos largos y cargas relativamente pequeñas. En este trabajo los autores buscan ubicar transformadores de distribución y determinar una configuración de la red para obtener el menor costo de pérdidas por las líneas.

En 2005 en [52] plantean el problema como un modelo no lineal entero mixto, el cual involucra en la función objetivo los costos fijos de la instalación de elementos nuevos (circuitos secundarios y transformadores de distribución), reubicación de transformadores de distribución existentes y balance entre fases. Adicionalmente involucra los costos variables asociados a las pérdidas del sistema expresadas en forma cuadrática. El problema es solucionado usando un algoritmo evolutivo.

En 2006 en [53] se soluciona el problema usando un algoritmo de búsqueda tabú. El modelo matemático empleado considera una función objetivo que minimiza los costos fijos y variables que reflejan la expansión y operación de los elementos del sistema de distribución secundario. Los costos de inversión representan la instalación de estructuras, conductores y transformadores de distribución. Los costos variables representan las pérdidas del sistema. El modelo matemático es del tipo no lineal entero mixto.

En 2008 en [54] se propone una metodología para solucionar el problema usando un algoritmo basado en colonia de hormigas, modelando el sistema como un problema no lineal entero mixto. El autor realiza un balance de cargas y diseña la red secundaria considerando transformadores de distribución y circuitos secundarios. La función objetivo empleada considera el costo de instalación de elementos nuevos, el costo del balance de las cargas y las pérdidas del sistema.

En 2009 en [55] se presenta una metodología para ubicar en forma simultánea transformadores de distribución y redes secundarias. Este trabajo es dividido en dos artículos: en el primero presentan una metodología empleando zonas de operación pequeñas o micro-áreas y en el segundo artículo proponen una metodología basada en diagramas de Voronoi y búsqueda tabú, al considerar el problema en forma global a partir de los resultados obtenidos en la primera etapa. Ese mismo año en [56], se propone un modelo que minimiza los costos operativos de la red y los costos de inversión en tramos de red, los cuales llevan en cuenta los esfuerzos mecánicos en sus estructuras. El problema es formulado como un modelo de programación no lineal entero mixto.

En 2013 en [57] consideran adicional a la instalación de elementos nuevos, la incorporación de generación distribuida, un análisis trifásico del problema y la confiabilidad de la red a través de la energía no servida. Para solucionar el problema usan un algoritmo genético.

En 2016 en [58] se presenta una metodología para solucionar el problema de la planeación de redes rurales de BT considerando generación distribuida, empleando técnicas de agrupamiento para su solución.

1.1.3. Planeamiento integrado de redes de MT y BT

En la literatura son escasos los trabajos propuestos para el planeamiento de sistemas de distribución primaria y secundaria realizado en forma conjunta, en comparación con los presentados anteriormente. A continuación se presentan las investigaciones publicadas.

En 2005 en [59] se propone un modelo considerando estos dos sistemas de forma simultánea.

El modelo matemático que describe el problema es del tipo lineal entero mixto y es resuelto empleando un software de optimización comercial. Un aporte importante en este trabajo es que considera rutas compartidas para ambas redes, por lo que estos costos pueden ser restados en la función objetivo al considerarse una sola vez. El objetivo del problema es minimizar los costos fijos y variables del sistema.

En 2009 en [60] se soluciona el problema de planeamiento para redes de distribución de media y baja tensión. Las restricciones que se tienen en cuenta son la radialidad de la red, confiabilidad desde el punto de vista del suministro de energía a cada uno de los nodos de carga y para cada etapa del proceso de diseño. Además considera los límites de caída de tensión permitidos para los circuitos, restricciones físicas de operación y limitaciones económicas. En este trabajo se soluciona cada problema de forma independiente, y para su solución se utiliza un algoritmo de búsqueda tabú.

En 2011 en [61] se presenta una metodología donde el objetivo principal es encontrar la ubicación y tamaño óptimo de transformadores de distribución y subestaciones, así como la ruta y el tipo de los alimentadores de media tensión (MT) y baja tensión (BT). La técnica propuesta es aplicable a sistemas con densidades de carga de las áreas tanto uniformes como no uniformes. En la metodología propuesta, el área de planificación se divide en regiones con una densidad de carga relativamente uniforme, tal como urbanas, semi-urbanas y sub-urbanas. Cada una de las regiones se divide en zonas, llamadas zonas de BT. Cada zona de BT es alimentada por un transformador de distribución. Las dimensiones de las zonas de baja tensión se encuentran basadas en la densidad de carga de cada región. La ubicación y capacidad de los transformadores de distribución, y el tipo y la ruta de los conductores de baja tensión dependerán de la ubicación de las cargas ubicadas en cada zona y su respectivo valor. La ubicación y clasificación de las subestaciones en cada área de planificación, es determinada por las dimensiones de las zonas que son alimentadas por los transformadores de distribución. Como técnica de solución usan un algoritmo de Partículas Swarm Discreto (DPSO). Los resultados se comparan con programación lineal, algoritmos genéticos y métodos de búsqueda exhaustiva. Los resultados reflejan que el DPSO es tan preciso como el método de búsqueda exhaustiva para la planificación integrada de

redes de MT-BT en sistemas de distribución.

En 2017 en [62], se evalúa una función objetivo que involucra los costos de transformadores de distribución, circuitos de baja tensión, alimentadores primarios, subestaciones y generación distribuida en media tensión. Para dar solución a este problema, los autores emplean un algoritmo evolutivo. Para solucionar la red de baja tensión inicialmente se asignan áreas en función de la demanda, luego se emplean técnicas de agrupamiento para ubicar los TD y luego se determinan los circuitos secundarios y sus costos. Posteriormente se ubican los GD en media tensión y luego se soluciona el problema de planeación de la red de media tensión. En esta etapa se seleccionan los tramos de red usando un algoritmo de camino mínimo para posteriormente ubicar las subestaciones de distribución.

1.1.4. Optimización binivel empleada en sistemas eléctricos

Algunos trabajos presentados en el área de ingeniería eléctrica usando optimización binivel se presentan a continuación.

En 1992 en [63] consideran una empresa eléctrica que busca minimizar costos (o maximizar beneficios) mientras controlan las tarifas de electricidad y los programas de conservación de la energía subsidiada. Este mismo año en [64] presentan la interacción entre una compañía eléctrica y los cogeneradores dentro del marco de un juego de líder-seguidor, en el que la demanda se modela como un modelo técnico-económico a gran escala. En 2009 en [65] presentan un modelo binivel para solucionar el problema de la planeación en sistemas de transmisión bajo un ambiente de mercados de energía. En 2010 en [66] se presenta un modelo de optimización binivel para solucionar el problema de la vulnerabilidad de los sistemas de potencia bajo diferentes escenarios de contingencias. En 2011 en [67] proponen un modelo para obtener el precio de contrato óptimo para el despacho de generación distribuida en sistemas de distribución.

En 2017 en [68] se propone un modelo coordinado de GD con planeación de redes de distribución de media tensión. Se considera la incertidumbre en la carga y la intermitencia

en la salida de operación de los GD, y se emplea como técnica de solución un algoritmo de Partículas Swarm Discreto (DPSO). El mismo año en [69] se presenta un modelo binivel para la planeación de redes de distribución considerando diferentes objetivos de la compañía de distribución (DisCo) y de los propietarios de estaciones de recarga de vehículos eléctricos, los cuales pueden estar en conflicto. En este artículo la capacidad de inyección de potencia de las estaciones se modela como una fuente alterna para mejorar la flexibilidad de la red cuando su confiabilidad se ve afectada. En [70] el mismo año, se presenta un modelo binivel para la planeación de una red de distribución con energías renovables considerando respuesta en demanda. El modelo es convertido en un modelo de un único nivel y resuelto usando un algoritmo de *branch and cut* en un software de optimización comercial.

En estos trabajos se proponen enfoques alternos a los propuestos por metodologías tradicionales, donde los resultados obtenidos respaldan el uso de la optimización binivel. Sin embargo, al realizar una búsqueda en la literatura especializada alrededor de la planeación integrada de redes de distribución de energía eléctrica de media y baja tensión, se observa que hasta el momento no se encuentran trabajos relacionados con el empleo de modelos de este tipo para solucionar esta problemática.

Por lo tanto es importante explorar alternativas de solución para afrontar este tipo de problemas, a través del uso de optimización binivel, ya que al igual que en los problemas mencionados previamente, pueden encontrarse resultados de gran calidad.

1.1.5. Comentarios finales sobre el marco referencial

A continuación en la Tabla 1.1 se presenta un consolidado de los artículos presentados, destacando los aspectos más relevantes de cada uno de ellos. En esta tabla los términos Mono, Multi y Clásica hacen referencia a funciones mono-objetivo, multi-objetivo, y optimización clásica, respectivamente.

Cuadro 1.1: Planeación de sistemas de distribución

Referencia	Año	Función objetivo		Método de solución		
		Mono	Multi	Clásica	Heurística	Metaheurística
[1]	1960	X		X		
[2]	1974	X		X		
[3]	1974	X			X	
[4]	1977	X		X		
[5]	1981	X			X	
[6]	1981	X		X		
[7]	1981	X		X		
[8]	1985	X		X		
[9]	1988	X			X	
[10]	1990	X		X		
[11]	1990	X			X	
[12]	1991	X			X	
[14]	1992	X				X
[15]	1994	X			X	
[16]	1997	X			X	
[17]	1994	X				X
[19]	1997	X				X
[20]	1998	X	X			X
[21]	1998	X				X
[22]	2000	X				X
[23]	2001		X			X
[24]	2001	X			X	
[25]	2002	X			X	
[26]	2003	X				X
[28]	2003	X			X	
[31]	2004		X			X
[32]	2006		X			X
[33]	2006		X			X
[34]	2007	X				X

Referencia	Año	Función objetivo		Método de solución		
		Mono	Multi	Clásica	Heurística	Metaheurística
[35]	2007	X				X
[38]	2008		X			X
[39]	2009		X			X
[40]	2009	X				X
[43]	2010	X			X	
[45]	2012	X				X
[46]	2014		X			X
[47]	2014	X		X		
[48]	2016	X				X
[50]	2003	X			X	
[51]	2003	X				X
[52]	2005	X				X
[53]	2006	X				X
[54]	2008	X				X
[55]	2009	X				X
[56]	2009	X				X
[57]	2013	X				X
[59]	2005	X		X		
[60]	2009	X				X
[61]	2011	X				X
[62]	2017	X			X	

En la Tabla 1.2 se presenta un consolidado de los artículos presentados en las Secciones 1.1.1 a 1.1.4. En la Figura 1.2 se ilustra gráficamente el porcentaje de participación de cada enfoque.

Cuadro 1.2: Artículos por enfoque

Enfoque	Identificación	Número de artículos que resuelven el PSD
Planeación de MT	PSD1	48
Planeación de BT	PSD2	10
Planeación integrada	PSD3	4
Optimización binivel (OB)	PSD4	3
Planeación integrada con OB	PSD5	0

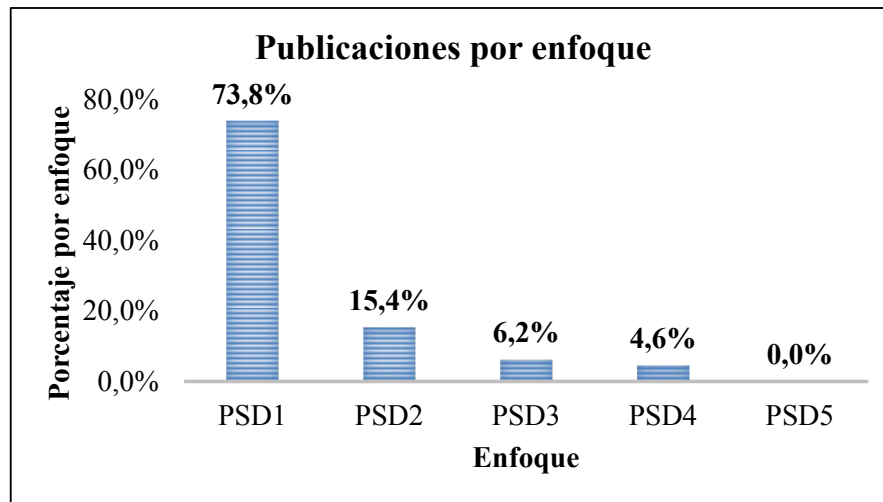


Figura 1.2: Porcentaje de participación por enfoque

De la Tabla 1.2 y la Figura 1.2 se nota como la gran mayoría de artículos son enfocados en la solución de la planeación de redes de MT (73.8 %) y en una menor proporción son tratados los problemas del PSD de BT (15.4 %), integrado (6.2 %) y PSD de MT con optimización binivel (4.6 %). Sin embargo se observa que no existe ninguna publicación que aborde el problema de la planeación integrada usando en enfoque binivel.

De lo anterior se observa como el desarrollo de la metodología propuesta en este trabajo es

pertinente, debido a que es una temática poco estudiada, siendo de interés para la comunidad académica y los agentes involucrados en la planeación de los sistemas eléctricos.

1.2. Aportes del proyecto

Las principales contribuciones de este trabajo son:

- Un nuevo modelo matemático binivel para el problema del planeamiento integrado de sistemas de distribución. Este modelo considera de forma simultánea los niveles de tensión primario y secundario.
- El modelo considera penetración de generación distribuida en la red de BT.
- Un nuevo esquema de codificación para representar ambos problemas. A diferencia de los trabajos presentados en la literatura, en la codificación del PSD primario se consideran los transformadores de distribución. Este esquema permite generar la propuesta que debe solucionar el problema del nivel inferior en función de la capacidad y ubicación de estos elementos. Como consecuencia de esto, la codificación del PSD secundario solamente considera la ubicación y tamaño de tramos de red y generadores distribuidos, facilitando de esta forma su solución.
- Un nuevo sistema de prueba. Este sistema es totalmente nuevo y está descrito de forma detallada para ambos niveles de tensión, por lo que su aplicación y los resultados obtenidos en este proyecto pueden ser un punto de referencia para futuras investigaciones.

1.3. Estructura del documento

Este documento está organizado de la siguiente forma. En el Capítulo 2 se presenta la formulación matemática del problema. En el Capítulo 3 se describen los aspectos más relevantes

sobre optimización binivel. En el Capítulo 4 se presenta una descripción detallada sobre el Algoritmo Búsqueda Tabú. En el Capítulo 5 se ilustran los resultados obtenidos al aplicar la metodología a un sistema de prueba. Luego se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas de este proyecto. Finalmente se encuentran las referencias bibliográficas y el Apéndice.

Capítulo 2

Formulación matemática del problema

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la aparición de nuevos consumidores en un sistema de distribución, ocasiona que los operadores de red tengan que ampliar sus redes, ya sea aumentando la capacidad de los elementos existentes o adicionando nuevos elementos a la red. Este crecimiento de los sistemas de distribución implica:

- Instalación de nuevos tramos de red primaria.
- Instalación de nuevos tramos de red secundaria.
- Cambio del calibre de tramos existentes de red primaria.
- Cambio del calibre de tramos existentes de red secundaria.
- Instalación de nuevas subestaciones.
- Instalación de nuevos transformadores de distribución.
- Ampliación de subestaciones existentes.
- Reconfiguración de la topología de la red primaria.
- Reconfiguración de la topología de la red secundaria.

Si el crecimiento de los sistemas de distribución no se efectúa en la forma adecuada, se pueden presentar los siguientes problemas:

- Sobrecargas en tramos de red primaria.
- Sobrecargas en tramos de red secundaria.
- Sobrecargas en subestaciones.
- Sobrecargas en transformadores de distribución.
- Inadecuada regulación de tensión en la red primaria y secundaria.
- Incremento de las pérdidas técnicas en transformadores y tramos de red (tanto primaria como secundaria).
- Pérdida de confiabilidad.
- Pérdida de la radialidad del sistema.
- Sobredimensionamiento de elementos.
- Aislamiento de algunas zonas del sistema.
- Sobrecostos en la ejecución de los proyectos.

Para evitar lo anterior, en el proceso del planeamiento de estos sistemas se deben tener en cuenta diferentes aspectos: técnicos, económicos, ambientales, sociales y políticos. La mayoría de los estudios de planeamiento sólo tienen en cuenta los aspectos económicos y técnicos. El aspecto económico es incluido como una función objetivo a ser minimizada y los requerimientos técnicos son incluidos como restricciones en el modelo matemático. Debido a la gran cantidad de variables involucradas en este modelo matemático y la cantidad de alternativas de solución, este problema se considera de difícil solución debido a su explosión combinatorial.

Con el fin de solucionar este problema de forma adecuada, en este documento se presenta una metodología para solucionar la planeación de redes de distribución de energía eléctrica de media y baja tensión de forma integrada, usando optimización binivel.

Para facilitar la lectura de este documento inicialmente se presentan los modelos matemáticos que tradicionalmente se han empleado en el PSD primario y secundario de forma independiente, y posteriormente en el Capítulo 3, se presenta la formulación binivel propuesta.

2.1. Características generales

A continuación se presentan algunos aspectos que pueden facilitar el entendimiento de los modelos matemáticos.

- En cada modelo matemático se considera la ubicación de nuevos elementos (subestaciones, tramos de red primaria, transformadores de distribución o tramos de red secundaria) y ampliación de elementos existentes (subestaciones, tramos de red primaria o tramos de red secundaria). En la función objetivo de ambas redes, se considera la minimización de costos de inversión (instalación de nuevos elementos y ampliación de existentes) y los costos de operación (pérdidas de energía del sistema). Las restricciones consideran las ecuaciones de balance nodal, capacidades de elementos y límites de tensión. En forma general, ambos problemas se presentan de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 \min FO = & \text{ Costos de inversión} + \text{ Costos de operación} \\
 \text{s.a.} & \text{ Conjunto de restricciones} \\
 & \text{ técnicas y operativas}
 \end{aligned}$$

- Los modelos matemáticos son del tipo no lineal entero mixto. Son no lineales debido a: *i*) la multiplicación de variables en la formulación de las ecuaciones de balance nodal (leyes de Kirchhoff) y *ii*) la magnitud de la corriente al cuadrado en los costos de las pérdidas

de energía. Adicionalmente se consideran entero mixto ya que involucran variables enteras (capacidades de elementos) y continuas (corrientes, tensiones, etc.).

- En los costos de inversión de los elementos en la función objetivo (instalación de nuevos y ampliación de existentes), cada término presenta una doble sumatoria. La primer sumatoria hace referencia a la ubicación del elemento; si tiene dos subíndices ($i-j$) es un tramo de red y si tiene un subíndice (i) es una subestación, un TD o un GD. La segunda sumatoria está asociada a la capacidad del elemento.
- En los costos de operación en la función objetivo (pérdidas de energía), cada término presenta una triple sumatoria. La primer sumatoria hace referencia al número de niveles de la curva de duración de carga (máxima, media o mínima), la segunda sumatoria describe la ubicación del elemento y la tercer sumatoria está asociada a su capacidad.
- En los costos operativos los valores de pérdidas técnicas (término I^2R) son multiplicados por la constante k_2 , la cual incluye el valor de la energía (\$/kWh) y el número de horas de cada nivel de la curva de duración de carga.
- Los costos operativos son evaluados en un periodo de n años con una tasa de descuento conocida, y son expresados en valor presente neto usando la constante k_1 . De esta forma, ambas funciones objetivo son presentadas en valor presente.
- La red primaria es representada por un equivalente monofásico y la red secundaria por un modelo trifásico.

2.2. Planeación tradicional de redes de media tensión

El modelo matemático que describe el problema tradicional del PSD de redes de media tensión está descrito en (2.1)-(2.7).

La función objetivo presentada en (2.1) minimiza los costos de inversión y operación de la red, y está descrita por cinco términos. Los términos 1 y 2 son los costos de instalación de nuevos

tramos de red primaria y la reconductorización de los existentes, respectivamente. Los términos 3 y 4 son los costos de instalación de nuevas subestaciones y ampliación de las existentes, respectivamente. El término 5 representa el costo de las pérdidas de energía de la red.

El conjunto de restricciones está dado por (2.2)-(2.7). La restricción (2.2) considera las ecuaciones de balance nodal (leyes de Kirchhoff). Las restricciones (2.3) y (2.4) son los límites operativos de tramos de red primaria y subestaciones, respectivamente. La restricción (2.5) es el límite de tensión de los nodos del sistema. Las restricciones (2.6) y (2.7) aseguran que solamente un tipo de conductor o subestación pueda ser instalado en el mismo lugar, respectivamente.

$$\min = \left(\begin{array}{l} \sum_{ij \in \Omega_{NP}} \sum_{p \in \Omega_{TP}} C_{ij,p}^{NP} \sigma_{ij,p}^{NP} + \sum_{ij \in \Omega_{EP}} \sum_{p \in \Omega_{TP}} C_{ij,p}^{EP} \sigma_{ij,p}^{EP} + \\ \sum_{i \in \Omega_{NSS}} \sum_{s \in \Omega_{TSS}} C_{i,s}^{NSS} \sigma_{i,s}^{NSS} + \sum_{i \in \Omega_{ESS}} \sum_{s \in \Omega_{TSS}} C_{i,s}^{ESS} \sigma_{i,s}^{ESS} + \\ k_1 \sum_{l=1}^{nL} \sum_{ij \in \Omega_{PF}} \sum_{p \in \Omega_{TP}} k_2 I_{ij,l}^2 R_{ij}^p (\sigma_{ij,p}^{NP} + \sigma_{ij,p}^{EP}) \end{array} \right) \quad (2.1)$$

s. a.

$$S_{i,l}^S = S_{i,l}^{DT} + \sum_{j \in \Omega_{ip}} V_{i,l} \left[\sum_{p \in \Omega_{TP}} (\sigma_{ij,p}^{NP} + \sigma_{ij,p}^{EP}) \left(\frac{V_{i,l} - V_{j,l}}{Z_{ij}} \right)^* \right] \quad \forall i \in \Omega_{PN}; \forall l \in \Omega_{NL} \quad (2.2)$$

$$\left(\frac{V_{i,l} - V_{j,l}}{Z_{ij}} \right) \leq I_{ij,p}^{\max} \quad \forall ij \in \Omega_{PF}; \forall l \in \Omega_{NL}; \forall p \in \Omega_{TP} \quad (2.3)$$

$$S_{i,l}^S \leq S_{i,s}^{\max} \quad \forall i \in \Omega_{SS}; \forall l \in \Omega_{NL}; \forall s \in \Omega_{TSS} \quad (2.4)$$

$$V_i^{\min} \leq V_{i,l} \leq V_i^{\max} \quad \forall i \in \Omega_{PN}; \forall l \in \Omega_{NL} \quad (2.5)$$

$$\sum_{p \in \Omega_{TP}} (\sigma_{ij,p}^{NP} + \sigma_{ij,p}^{EP}) \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_{PF} \quad (2.6)$$

$$\sum_{s \in \Omega_{TSS}} (\sigma_{ij,s}^{NSS} + \sigma_{ij,s}^{ESS}) \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (2.7)$$

2.3. Planeación tradicional de redes de baja tensión

2.3.1. Sin generación distribuida

El modelo matemático que describe el problema del PSD de redes de baja tensión está descrito en (2.8)-(2.14).

La función objetivo presentada en (2.8) minimiza los costos de inversión y operación de la red, y está descrita por cinco términos. Los términos 1 y 2 son los costos de instalación de nuevos tramos de red secundaria y la reconductorización de los existentes, respectivamente. El término 3 es el costo de transformadores de distribución nuevos. El término 4 representa el costo de las pérdidas de energía de la red. El término 5 es el costo operativo asociado a las pérdidas de energía en los transformadores de distribución.

El conjunto de restricciones está dado por (2.9)-(2.14). La restricción (2.9) considera las ecuaciones de balance nodal (leyes de Kirchhoff). La restricción (2.10) es el límite operativo de los circuitos secundarios. La restricción (2.11) es el límite operativo en los transformadores de distribución. La restricción (2.12) es el límite de tensión de los nodos del sistema. La restricción (2.13) asegura que solamente un tipo de conductor sea instalado entre dos nodos.

La restricción (2.14) garantiza que solamente un tipo de TD sea instalado en un nodo secundario.

$$min = \left(\begin{aligned} & \sum_{ij \in \Omega_{NS}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} C_{ij,c}^{NS} \sigma_{ij,c}^{NS} + \sum_{ij \in \Omega_{ES}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} C_{ij,c}^{ES} \sigma_{ij,c}^{ES} + \\ & \sum_{i \in \Omega_{ND}} \sum_{d \in \Omega_{TD}} C_{i,d}^{ND} \sigma_{i,d}^{ND} + \\ & k_1 \sum_{l=1}^{nL} \sum_{ij \in \Omega_{SC}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} k_2 R_{ij}^c \times \left[|I_{ij,l}^{abcn}|^2 (\sigma_{ij,c}^{NS} + \sigma_{ij,c}^{ES}) \right] + \\ & k_1 \sum_{l=1}^{nL} \sum_{i \in \Omega_{DT}} \sum_{d \in \Omega_{TD}} k_2 \left[S_{i,d}^{fe} + S_{i,d}^{cu} \left(\frac{S_{i,l}^{DT}}{S_{i,d}^{m\acute{a}x}} \right)^2 \right] \end{aligned} \right) \quad (2.8)$$

s. a.

$$S_{i,l}^{DT} = S_{i,l}^{SD} + \sum_{j \in \Omega_{is}} V_{i,l}^{abcn} \left[\sum_{c \in \Omega_{TS}} (\sigma_{ij,c}^{NS} + \sigma_{ij,c}^{ES}) \left(\frac{V_{i-abcn,l} - V_{j-abcn,l}}{Z_{ij}} \right)^* \right] \quad \forall i \in \Omega_{SN}; \forall l \in \Omega_{NL} \quad (2.9)$$

$$\left(\frac{V_{i-abcn,l} - V_{j-abcn,l}}{Z_{ij}} \right) \leq I_{ij,c}^{m\acute{a}x} \quad \forall ij \in \Omega_{SC}; \forall l \in \Omega_{NL}; \forall c \in \Omega_{TS} \quad (2.10)$$

$$S_{i,l}^{DT} \leq S_{i,d}^{m\acute{a}x} \quad \forall i \in \Omega_{DT}; \forall l \in \Omega_{NL}; \forall d \in \Omega_{TD} \quad (2.11)$$

$$V_{i-abcn}^{m\acute{in}} \leq V_{i,l}^{abcn} \leq V_{i-abcn}^{m\acute{a}x} \quad \forall i \in \Omega_{SN}; \forall l \in \Omega_{NL} \quad (2.12)$$

$$\sum_{c \in \Omega_{TS}} (\sigma_{ij,c}^{NS} + \sigma_{ij,c}^{ES}) \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_{SC} \quad (2.13)$$

$$\sum_{d \in \Omega_{TD}} \sigma_{i,d}^{ND} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{DT} \quad (2.14)$$

2.3.2. Con generación distribuida

Al considerar penetración de generación distribuida en la red de BT, su impacto debe ser considerado en el modelo matemático respectivo. De acuerdo a esto, los siguientes cambios fueron realizados al modelo matemático presentado en la Sección 2.3.1:

- El costo de los generadores distribuidos es involucrado en la función objetivo (término 3), quedando de la siguiente forma:

$$\min = \left(\begin{aligned} & \sum_{ij \in \Omega_{NS}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} C_{ij,c}^{NS} \sigma_{ij,c}^{NS} + \sum_{ij \in \Omega_{ES}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} C_{ij,c}^{ES} \sigma_{ij,c}^{ES} + \\ & \sum_{i \in \Omega_{ND}} \sum_{d \in \Omega_{TD}} C_{i,d}^{ND} \sigma_{i,d}^{ND} + \\ & \sum_{i \in \Omega_{NG}} \sum_{g \in \Omega_{TG}} C_{i,g}^{NG} \sigma_{i,g}^{NG} + \\ & k_1 \sum_{l=1}^{nL} \sum_{ij \in \Omega_{SC}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} k_2 R_{ij}^c \times \left[|I_{ij,l}^{abcn}|^2 (\sigma_{ij,c}^{NS} + \sigma_{ij,c}^{ES}) \right] + \\ & k_1 \sum_{l=1}^{nL} \sum_{i \in \Omega_{DT}} \sum_{d \in \Omega_{TD}} k_2 \left[S_{i,d}^{fe} + S_{i,d}^{cu} \left(\frac{S_{i,l}^{DT}}{S_{i,d}^{\max}} \right)^2 \right] \end{aligned} \right) \quad (2.15)$$

- La inyección de potencia de los GD es considerada en las ecuaciones de balance nodal. Por lo tanto:

$$S_{i,l}^{DT} = S_{i,l}^{SD} - S_{i,l}^G + \sum_{j \in \Omega_{is}} V_{i,l}^{abcn} \left[\sum_{c \in \Omega_{TS}} (\sigma_{ij,c}^{NS} + \sigma_{ij,c}^{ES}) \left(\frac{V_{i-abcn,l} - V_{j-abcn,l}}{Z_{ij}} \right)^* \right] \\ \forall i \in \Omega_{SN}; \forall l \in \Omega_{NL} \quad (2.16)$$

- Se debe garantizar que los límites de generación de los GD siempre estén dentro de los valores permitidos. Por lo tanto:

$$S_{i,l}^G \leq S_{i,g}^{\max} \quad \forall i \in \Omega_{NG}; \forall l \in \Omega_{NL}; \forall g \in \Omega_{TG} \quad (2.17)$$

- Se debe asegurar que no se ubique más de un GD en un solo lugar. Por lo tanto:

$$\sum_{g \in \Omega_{NG}} \sigma_{i,g}^{NG} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{NG} \quad (2.18)$$

El modelo matemático que describe el problema de la planeación de las redes de BT considerando GD, es presentado a continuación en las ecuaciones (2.19) a (2.27).

$$\min = \left(\begin{aligned} & \sum_{ij \in \Omega_{NS}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} C_{ij,c}^{NS} \sigma_{ij,c}^{NS} + \sum_{ij \in \Omega_{ES}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} C_{ij,c}^{ES} \sigma_{ij,c}^{ES} + \\ & \sum_{i \in \Omega_{ND}} \sum_{d \in \Omega_{TD}} C_{i,d}^{ND} \sigma_{i,d}^{ND} + \\ & \sum_{i \in \Omega_{NG}} \sum_{g \in \Omega_{TG}} C_{i,g}^{NG} \sigma_{i,g}^{NG} + \\ & k_1 \sum_{l=1}^{nL} \sum_{ij \in \Omega_{SC}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} k_2 R_{ij}^c \times \left[|I_{ij,l}^{abcn}|^2 (\sigma_{ij,c}^{NS} + \sigma_{ij,c}^{ES}) \right] + \\ & k_1 \sum_{l=1}^{nL} \sum_{i \in \Omega_{DT}} \sum_{d \in \Omega_{TD}} k_2 \left[S_{i,d}^{fe} + S_{i,d}^{cu} \left(\frac{S_{i,l}^{DT}}{S_{i,d}^{\max}} \right)^2 \right] \end{aligned} \right) \quad (2.19)$$

s.a.

$$S_{i,l}^{DT} = S_{i,l}^{SD} - S_{i,l}^G + \sum_{j \in \Omega_{is}} V_{i,l}^{abcn} \left[\sum_{c \in \Omega_{TS}} (\sigma_{ij,c}^{NS} + \sigma_{ij,c}^{ES}) \left(\frac{V_{i-abcn,l} - V_{j-abcn,l}}{Z_{ij}} \right)^* \right] \\ \forall i \in \Omega_{SN}; \forall l \in \Omega_{NL} \quad (2.20)$$

$$\left(\frac{V_{i-abcn,l} - V_{j-abcn,l}}{Z_{ij}} \right) \leq I_{ij,c}^{\max} \quad \forall ij \in \Omega_{SC}; \forall l \in \Omega_{NL}; \forall c \in \Omega_{TS} \quad (2.21)$$

$$S_{i,l}^{DT} \leq S_{i,d}^{\max} \quad \forall i \in \Omega_{DT}; \forall l \in \Omega_{NL}; \forall d \in \Omega_{TD} \quad (2.22)$$

$$S_{i,l}^G \leq S_{i,g}^{\max} \quad \forall i \in \Omega_{NG}; \forall l \in \Omega_{NL}; \forall g \in \Omega_{TG} \quad (2.23)$$

$$V_{i-abcn}^{\min} \leq V_{i,l}^{abcn} \leq V_{i-abcn}^{\max} \quad \forall i \in \Omega_{SN}; \forall l \in \Omega_{NL} \quad (2.24)$$

$$\sum_{c \in \Omega_{TS}} (\sigma_{ij,c}^{NS} + \sigma_{ij,c}^{ES}) \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_{SC} \quad (2.25)$$

$$\sum_{d \in \Omega_{TD}} \sigma_{i,d}^{ND} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{DT} \quad (2.26)$$

$$\sum_{g \in \Omega_{NG}} \sigma_{i,g}^{NG} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{NG} \quad (2.27)$$

Capítulo 3

Optimización Binivel

La programación binivel es un problema de programación multinivel con dos niveles: un nivel superior (líder) y un nivel inferior (seguidor). Puede ser observado desde dos puntos de vista: como una extensión de la programación matemática o como la generalización de un problema particular de la teoría de juegos (Juego de Stackelberg).

La programación binivel fue inicialmente propuesta por Bracken y McGill en [69]-[71], y era llamada *programación matemática con problemas de optimización en las restricciones*. Esto se debe a que en un modelo binivel la función objetivo del nivel inferior es una restricción del problema del nivel superior, es decir, un problema binivel incluye un modelo de optimización dentro de otro modelo de optimización.

Un problema binivel posee una estructura jerárquica que es inherente a muchas aplicaciones cuando las acciones del nivel inferior dependen de las decisiones del nivel superior, y viceversa. Algunas de estas aplicaciones son empleadas en diversas áreas como transporte, gestión, planificación y diseño de redes [71].

A continuación se presentan algunas características importantes de este tipo de modelos matemáticos.

3.1. Representación general y región de factibilidad

Una representación general de la optimización binivel se ilustra a continuación:

$$\begin{aligned} \min \quad & F(x, y) \\ \text{s.a.} \quad & G(x, y) \leq 0 \\ \min \quad & f(x, y) \\ \text{s.a.} \quad & g(x, y) \leq 0 \end{aligned}$$

Donde $x \in R^{n1}$ y $y \in R^{n2}$. Las variables del problema anterior son divididas en dos grupos: de nivel superior (donde $x \in R^{n1}$) y de nivel inferior (donde $y \in R^{n2}$). De manera similar, las funciones $F : R^{n1} \times R^{n2} \rightarrow R$ y $f : R^{n1} \times R^{n2} \rightarrow R$ son las funciones objetivo de los niveles superior e inferior, respectivamente, y los vectores $G : R^{n1} \times R^{n2} \rightarrow R^{m1}$ y $g : R^{n1} \times R^{n2} \rightarrow R^{m2}$ son el conjunto de restricciones superior e inferior, respectivamente.

El problema relajado está dado por:

$$\begin{aligned} \min \quad & F(x, y) \\ \text{s.a.} \quad & G(x, y) \leq 0 \\ & g(x, y) \leq 0 \end{aligned}$$

Para este problema la región factible está definida como:

$$\Omega = \{(x, y) \in R^{n1} \times R^{n2} : x \in X, G(x, y) \leq 0 \text{ y } g(x, y) \leq 0 \}$$

Para un vector dado $x \in X$, el conjunto factible del nivel inferior está dado por:

$$\Omega(\bar{x}) = \{y \in R^{n2} : g(\bar{x}, y) \leq 0 \}$$

Donde el conjunto de reacción del nivel inferior es:

$$R(\bar{x}) = \{y \in R^{n2} : y \in \operatorname{argmin}\{f(\bar{x}, \bar{y}) : \bar{y} \in \Omega(\bar{x})\}\}$$

Donde $y \in R(\bar{x})$ es una respuesta racional. Finalmente, el conjunto que contiene los puntos factibles del problema binivel está dado por:

$$IR = \{ (x,y) \in R^{n1} \times R^{n2} : x \in X, G(x,y) \leq 0 \text{ y } g(x,y) \leq 0 \}$$

El conjunto definido por IR es el conjunto factible del líder y es conocido como región inducida. Este conjunto es usualmente no convexo y puede ser vacío cuando son consideradas las restricciones del nivel superior. En este problema puede que no exista solución si: *i*) para un x fijo ($x \in X$), el agente del nivel inferior es indiferente respecto a su función objetivo o *ii*) si el líder no controla las variables del seguidor, lo cual no puede asegurar la existencia del óptimo.

Este problema puede tener un punto de vista optimista o pesimista, si existe cooperación entre ambos niveles para la optimización o, en cambio, la optimización del nivel inferior implica un riesgo para el nivel superior.

En la programación binivel optimista (o débil), si $R(x)$ no es único, entonces el líder puede seleccionar el elemento de $\Omega(x)$ que más le convenga. En otras palabras, la programación binivel optimista se da cuando la optimización del nivel inferior conlleva a la optimización del problema principal. En este tipo de programación, ambos niveles de programación representan intereses similares. Un caso típico es cuando se desea obtener la maximización del beneficio de una empresa considerando posibilidad de inversión, la cual está sujeta a que la operación en el mercado maximice también sus beneficios.

En la programación binivel pesimista (o fuerte), la cooperación entre el líder y el seguidor no es permitida o es imposible. En este caso, el líder no puede influir al seguidor y además sólo puede limitar el daño resultante de una selección indeseable del seguidor. En otras palabras, en la programación binivel pesimista la optimización del problema secundario aleja de la optimalidad al problema principal. Este caso se presenta cuando ambos niveles representan intereses enfrentados. Un caso típico es cuando se desea maximizar el beneficio de una empresa, sujeta al interés de ahorro de sus clientes.

3.2. Orden del juego

En la optimización binivel el orden en que las decisiones son efectuadas son importantes, ya que la definición del rol de cada participante (nivel superior o inferior) impacta en la solución del problema. En otras palabras, los roles del líder y del seguidor no son intercambiables, pues el problema no es simétrico.

Para ilustrar esta característica de la programación binivel, se presenta a continuación un ejemplo tomado de [71] (Ejemplo 1).

$$\begin{aligned}
 \min F = & \quad (2x_1 + 4x_2)y_1 + (3x_1 + x_2)y_2 \\
 \text{s.a.} \quad & x_1 + x_2 = 1 \\
 & x_1 \geq 0 \\
 & x_2 \geq 0 \\
 \min f = & \quad (-x_1 - 3x_2)y_1 + (-4x_1 - 2x_2)y_2 \\
 \text{s.a.} \quad & y_1 + y_2 = 1 \\
 & y_1 \geq 0 \\
 & y_2 \geq 0
 \end{aligned}$$

Para el problema anterior, la solución \bar{y} del problema del nivel inferior, como una función de x es:

- $(1, 0)$ para $x_1 < 1/4$
- $y_1 + y_2 = 1$ para $x_1 = 1/4$
- $(0, 1)$ para $x_1 > 1/4$

Sustituyendo los valores anteriores en la función objetivo del problema del nivel superior, se tiene que $F(x)$ es:

- $2x_1 + 4x_2 \quad \longrightarrow \quad x_1 < 1/4$

- $2y_1 + 3/2 \quad (0 \leq y_1 \leq 1) \quad \longrightarrow \quad x_1 = 1/4$
- $3x_1 + x_2 \quad \longrightarrow \quad x_1 > 1/4$

Considerando lo anterior, el espacio de solución del problema del líder se presenta en la Figura 3.1:

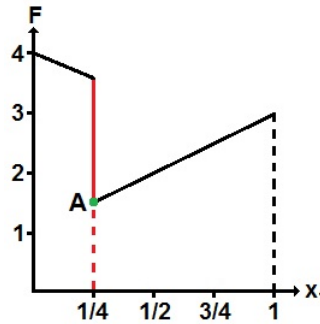


Figura 3.1: Solución óptima del ejemplo 1

En la figura anterior, el punto A hace referencia a la solución óptima del líder ($F = 1,5$), el cual está dado por los valores de $x = (1/4, 3/4)$ y $y = (0, 1)$.

En el punto $x = (1/4, 3/4)$ la solución óptima del seguidor es $f = 1$ en cualquier punto de la línea $y_1 + y_2 = 1$. En este caso, la solución correspondiente para el líder es $F = 2y_1 + 3/2$, donde $F \in [1,5, 3,5]$. Bajo esta situación no hay forma de que el líder garantice la obtención de su rentabilidad mínima, por lo que no existe solución.

A continuación se observa el impacto sobre el problema, si el orden de los jugadores cambia (Ejemplo 2). Por lo tanto:

$$\begin{aligned}
\min F = & \quad (-x_1 - 3x_2)y_1 + (-4x_1 - 2x_2)y_2 \\
\text{s.a.} \quad & y_1 + y_2 = 1 \\
& y_1 \geq 0 \\
& y_2 \geq 0 \\
\min f = & \quad (2y_1 + 3y_2)x_1 + (4y_1 + y_2)x_2 \\
\text{s.a.} \quad & x_1 + x_2 = 1 \\
& x_1 \geq 0 \\
& x_2 \geq 0
\end{aligned}$$

Para el problema anterior, la solución \bar{x} del problema del nivel inferior, como una función de y es:

- $(1, 0)$ para $y_1 > 1/2$
- $x_1 + x_2 = 1$ para $y_1 = 1/2$
- $(0, 1)$ para $y_1 < 1/2$

Sustituyendo los valores anteriores en la función objetivo del problema del nivel superior, se tiene que $f(x)$ es:

- $-y_1 - 4y_2 \longrightarrow y_1 > 1/2$
- $-(3 - 2x_1)y_1 - (2x_1 + 2)y_2 \longrightarrow y_1 = 1/2$
- $-3y_1 - 2y_2 \longrightarrow y_1 < 1/2$

Considerando lo anterior, el espacio de solución del problema del líder se presenta en la Figura 3.2:

En la Figura 3.2, el punto B hace referencia a la solución óptima del líder ($f = -2,5$), el cual está dado por los valores de $y^* = (1/2, 1/2)$.

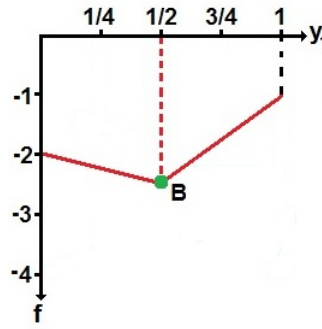


Figura 3.2: Solución óptima del ejemplo 2

En el punto $y^* = (1/2, 1/2)$ la solución óptima del seguidor es $F = 2,5$ en cualquier punto de la línea $x_1 + x_2 = 1$.

A continuación en la Tabla 3.1 se presenta una comparación de los dos ejemplos presentados previamente.

Cuadro 3.1: Comparación de los ejemplos 1 y 2

Aspecto	Solución (x)	Costo (F)	Solución (y)	Costo (f)	Observación
Ejemplo 1	$(1/4, 3/4)$	1,5	$(0, 1)$	-2,5	No existe solución. El líder no puede garantizar un valor específico de su función objetivo
Ejemplo 2	$x_1 + x_2 = 1$	2,5	$(1/2, 1/2)$	-2,5	Se encuentra solución óptima

3.3. Comentarios adicionales

- Un problema binivel no es posible solucionarlo en su forma implícita. Debido a esto, es común obtener una representación de un único nivel a partir del problema original, si el problema de nivel inferior es continuo y convexo. Para esto se emplean dos estrategias: *i*) reemplazar el nivel inferior por las condiciones de optimalidad de Karush-Kuhn-Tucker o *ii*) incorporar en el nivel superior las restricciones primal y dual, y de dualidad fuerte de

cada problema del nivel inferior.

En este documento no se explica en detalle la forma como se obtiene una representación equivalente de un único nivel, ya que el modelo binivel propuesto es del tipo no convexo, y por lo tanto, no pueden ser aplicadas ningunas de las dos estrategias mencionadas previamente. Sin embargo para obtener mayor información al respecto, se puede consultar la referencia [71].

- De la sección anterior se observa como el orden de los jugadores impacta directamente en la solución del problema. En este proyecto se decidió emplear en los niveles superior e inferior la PSD de red primaria y secundaria, respectivamente, debido a: *i*) la estructura jerárquica que tienen estos sistemas en una red eléctrica (en función de sus niveles de tensión) y *ii*) debido al sentido del flujo de potencia entre ambas redes.

3.4. Modelo binivel propuesto

A continuación se presenta un nuevo modelo matemático binivel, con el fin de solucionar el problema integrado de la planeación de redes de MT y BT de forma simultánea. En la Figura 3.3 se observan los movimientos empleados en este trabajo entre ambos niveles.

Inicialmente el líder propone una ubicación y un dimensionamiento para los TD ($S_{i,d}^{max}$) y el seguidor reaccionando a esta estrategia, planifica la red de BT considerando la propuesta del líder. Luego el seguidor retorna al líder la cantidad de potencia inyectada a cada TD ($S_{i,l}^{DT}$). Con esta información el líder ya puede planear su red, obteniendo de esta forma una planeación integrada del problema. Después de realizar ambos niveles sus propuestas, se tiene una solución coordinada que encuentra un equilibrio que beneficia la planeación de los dos sistemas.

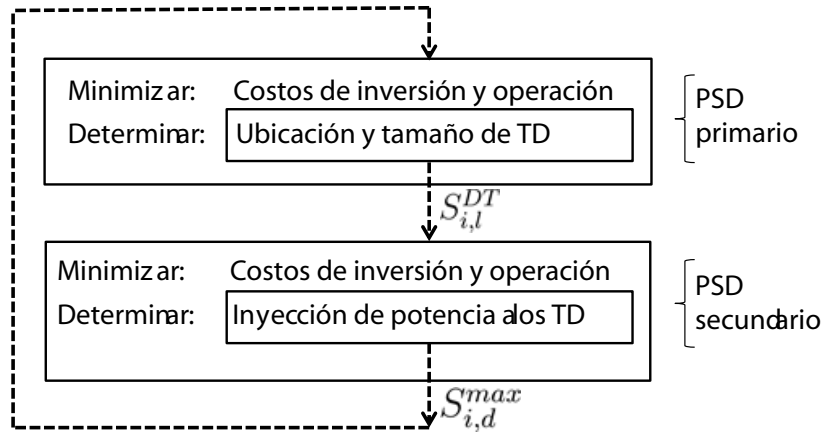


Figura 3.3: Esquema binivel para el problema del PSD

3.4.1. Consideraciones empleadas en el modelo

Con el fin de involucrar las estrategias propuestas por ambos agentes, los modelos tradicionales presentados en el Capítulo 2 fueron modificados. A continuación se describen los cambios realizados.

- Dado que el nivel superior propone la ubicación y el dimensionamiento de los transformadores de distribución, el costo asociado a estos elementos fue retirado de la función objetivo de la planeación de la red de BT e insertado en la función objetivo de la red de MT. De acuerdo a esto, las funciones objetivo de los modelos quedan de la siguiente forma:

PSD de red primaria:

$$\text{mín } FO_{MT} = \left(\begin{array}{l} \sum_{ij \in \Omega_{NP}} \sum_{p \in \Omega_{TP}} C_{ij,p}^{NP} \sigma_{ij,p}^{NP} + \sum_{ij \in \Omega_{EP}} \sum_{p \in \Omega_{TP}} C_{ij,p}^{EP} \sigma_{ij,p}^{EP} + \\ \sum_{i \in \Omega_{NSS}} \sum_{s \in \Omega_{TSS}} C_{i,s}^{NSS} \sigma_{i,s}^{NSS} + \sum_{i \in \Omega_{ESS}} \sum_{s \in \Omega_{TSS}} C_{i,s}^{ESS} \sigma_{i,s}^{ESS} + \\ \sum_{i \in \Omega_{ND}} \sum_{d \in \Omega_{TD}} C_{i,d}^{ND} \sigma_{i,d}^{ND} + \\ k_1 \sum_{l=1}^{nL} \sum_{ij \in \Omega_{PF}} \sum_{p \in \Omega_{TP}} k_2 I_{ij,l}^2 R_{ij}^p (\sigma_{ij,p}^{NP} + \sigma_{ij,p}^{EP}) \end{array} \right) \quad (3.1)$$

PSD de red secundaria:

$$\text{mín } FO_{BT} = \left(\begin{array}{l} \sum_{ij \in \Omega_{NS}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} C_{ij,c}^{NS} \sigma_{ij,c}^{NS} + \sum_{ij \in \Omega_{ES}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} C_{ij,c}^{ES} \sigma_{ij,c}^{ES} + \\ \sum_{i \in \Omega_{NG}} \sum_{g \in \Omega_{TG}} C_{i,g}^{NG} \sigma_{i,g}^{NG} + \\ k_1 \sum_{l=1}^{nL} \sum_{ij \in \Omega_{SC}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} k_2 R_{ij}^c \times \left[|I_{ij,l}^{abcn}|^2 (\sigma_{ij,c}^{NS} + \sigma_{ij,c}^{ES}) \right] + \\ k_1 \sum_{l=1}^{nL} \sum_{i \in \Omega_{DT}} \sum_{d \in \Omega_{TD}} k_2 \left[S_{i,d}^{fe} + S_{i,d}^{cu} \left(\frac{S_{i,l}^{DT}}{S_{i,d}^{\max}} \right)^2 \right] \end{array} \right) \quad (3.2)$$

- Como el nivel inferior retorna al nivel superior la demanda inyectada en cada transformador de distribución, esta restricción fue involucrada en el modelo de la red de BT:

$$S_{i,l}^{DT} = \left[S_{i,d}^{fe} + S_{i,d}^{cu} \left(\frac{S_{i,l}^{DT}}{S_{i,d}^{\max}} \right)^2 \right] + \sum_{l=1}^{nL} \sum_{ij \in \Omega_{SC}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} R_{ij}^c \left[|I_{ij,l}^{abcn}|^2 \right] + S_{i,l}^{SD}$$

$$\forall ij \in \Omega_{SC}; \forall i \in \Omega_{DT}; \forall l \in \Omega_{NL} \quad (3.3)$$

3.4.2. Modelo matemático binivel

A continuación se presenta de forma esquemática la formulación matemática del problema del planeamiento integrado, considerando un modelo de optimización binivel. Donde,

El nivel superior está dado por:

$$\begin{aligned} \min FO_{MT} &= \text{Ecuación (3.1)} \\ \text{s.a.} & \quad \text{Ecuaciones (2.2)-(2.7)} \end{aligned}$$

El nivel inferior está dado por:

$$\begin{aligned} \min FO_{BT} &= \text{Ecuación (3.2)} \\ \text{s.a.} & \quad \text{Ecuaciones (2.20)-(2.27) + (3.3)} \end{aligned}$$

El modelo completo se presenta en (3.4)-(3.20), donde el nivel superior (PSD primario) está dado por (3.4)-(3.11) y el nivel inferior (PSD secundario) por (3.12)-(3.20).

$$min = \left(\begin{array}{l} \sum_{ij \in \Omega_{NP}} \sum_{p \in \Omega_{TP}} C_{ij,p}^{NP} \sigma_{ij,p}^{NP} + \sum_{ij \in \Omega_{EP}} \sum_{p \in \Omega_{TP}} C_{ij,p}^{EP} \sigma_{ij,p}^{EP} + \\ \sum_{i \in \Omega_{NSS}} \sum_{s \in \Omega_{TSS}} C_{i,s}^{NSS} \sigma_{i,s}^{NSS} + \sum_{i \in \Omega_{ESS}} \sum_{s \in \Omega_{TSS}} C_{i,s}^{ESS} \sigma_{i,s}^{ESS} + \\ \sum_{i \in \Omega_{ND}} \sum_{d \in \Omega_{TD}} C_{i,d}^{ND} \sigma_{i,d}^{ND} + \\ k_1 \sum_{l=1}^{nL} \sum_{ij \in \Omega_{PF}} \sum_{p \in \Omega_{TP}} k_2 I_{ij,l}^2 R_{ij}^p (\sigma_{ij,p}^{NP} + \sigma_{ij,p}^{EP}) \end{array} \right) \quad (3.4)$$

s. a.

$$S_{i,l}^S = S_{i,l}^{DT} + \sum_{j \in \Omega_{ip}} V_{i,l} \left[\sum_{p \in \Omega_{TP}} (\sigma_{ij,p}^{NP} + \sigma_{ij,p}^{EP}) \left(\frac{V_{i,l} - V_{j,l}}{Z_{ij}} \right)^* \right] \quad \forall i \in \Omega_{PN}; \forall l \in \Omega_{NL} \quad (3.5)$$

$$\left(\frac{V_{i,l} - V_{j,l}}{Z_{ij}} \right) \leq I_{ij,p}^{\max} \quad \forall ij \in \Omega_{PF}; \forall l \in \Omega_{NL}; \forall p \in \Omega_{TP} \quad (3.6)$$

$$S_{i,l}^S \leq S_{i,s}^{\max} \quad \forall i \in \Omega_{SS}; \forall l \in \Omega_{NL}; \forall s \in \Omega_{TSS} \quad (3.7)$$

$$V_i^{\min} \leq V_{i,l} \leq V_i^{\max} \quad \forall i \in \Omega_{PN}; \forall l \in \Omega_{NL} \quad (3.8)$$

$$\sum_{p \in \Omega_{TP}} (\sigma_{ij,p}^{NP} + \sigma_{ij,p}^{EP}) \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_{PF} \quad (3.9)$$

$$\sum_{s \in \Omega_{TSS}} (\sigma_{ij,s}^{NSS} + \sigma_{ij,s}^{ESS}) \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (3.10)$$

$$\sum_{d \in \Omega_{TD}} \sigma_{i,d}^{ND} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{DT} \quad (3.11)$$

$$\min = \left(\begin{aligned} & \sum_{ij \in \Omega_{NS}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} C_{ij,c}^{NS} \sigma_{ij,c}^{NS} + \sum_{ij \in \Omega_{ES}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} C_{ij,c}^{ES} \sigma_{ij,c}^{ES} + \\ & \sum_{i \in \Omega_{NG}} \sum_{g \in \Omega_{TG}} C_{i,g}^{NG} \sigma_{i,g}^{NG} + \\ & k_1 \sum_{l=1}^{nL} \sum_{ij \in \Omega_{SC}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} k_2 R_{ij}^c \times \left[|I_{ij,l}^{abcn}|^2 (\sigma_{ij,c}^{NS} + \sigma_{ij,c}^{ES}) \right] + \\ & k_1 \sum_{l=1}^{nL} \sum_{i \in \Omega_{DT}} \sum_{d \in \Omega_{TD}} k_2 \left[S_{i,d}^{fe} + S_{i,d}^{cu} \left(\frac{S_{i,l}^{DT}}{S_{i,d}^{\max}} \right)^2 \right] \end{aligned} \right) \quad (3.12)$$

s.t.

$$S_{i,l}^{DT} = S_{i,l}^{SD} + \sum_{j \in \Omega_{IS}} V_{i,l}^{abcn} \left[\sum_{c \in \Omega_{TS}} (\sigma_{ij,c}^{NS} + \sigma_{ij,c}^{ES}) \left(\frac{V_{i-abcn,l} - V_{j-abcn,l}}{Z_{ij}} \right)^* \right] \quad \forall i \in \Omega_{SN}; \forall l \in \Omega_{NL} \quad (3.13)$$

$$\left(\frac{V_{i-abcn,l} - V_{j-abcn,l}}{Z_{ij}} \right) \leq I_{ij,c}^{\max} \quad \forall ij \in \Omega_{SC}; \forall l \in \Omega_{NL}; \forall c \in \Omega_{TS} \quad (3.14)$$

$$S_{i,l}^{DT} \leq S_{i,d}^{\max} \quad \forall i \in \Omega_{DT}; \forall l \in \Omega_{NL}; \forall d \in \Omega_{TD} \quad (3.15)$$

$$S_{i,l}^{DT} = \left[S_{i,d}^{fe} + S_{i,d}^{cu} \left(\frac{S_{i,l}^{DT}}{S_{i,d}^{\max}} \right)^2 \right] + \sum_{l=1}^{nL} \sum_{ij \in \Omega_{SC}} \sum_{c \in \Omega_{TS}} R_{ij}^c \left[|I_{ij,l}^{abcn}|^2 \right] + S_{i,l}^{SD} \quad \forall ij \in \Omega_{SC}; \forall i \in \Omega_{DT}; \forall l \in \Omega_{NL} \quad (3.16)$$

$$S_{i,l}^G \leq S_{i,g}^{\max} \quad \forall i \in \Omega_{NG}; \forall l \in \Omega_{NL}; \forall g \in \Omega_{TG} \quad (3.17)$$

$$V_{i-abcn}^{\min} \leq V_{i,l}^{abcn} \leq V_{i-abcn}^{\max} \quad \forall i \in \Omega_{SN}; \forall l \in \Omega_{NL} \quad (3.18)$$

$$\sum_{c \in \Omega_{TS}} (\sigma_{ij,c}^{NS} + \sigma_{ij,c}^{ES}) \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_{SC} \quad (3.19)$$

$$\sum_{g \in \Omega_{TG}} \sigma_{i,g}^{NG} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{NG} \quad (3.20)$$

3.4.3. Comentarios finales

Del modelo binivel descrito en (3.4)-(3.20) se puede observar lo siguiente:

- Para que el modelo del nivel superior pueda ser resuelto se requiere conocer el valor de la demanda inyectada en el lado primario del TD, con el fin de determinar los valores de flujos que circulan por las líneas, los cuales inciden en aspectos como las pérdidas de energía eléctrica, cargabilidades de elementos y caídas de tensión del sistema. En otras palabras, los términos 1, 2, 3, 4 y 6 en la función objetivo (3.4) y el conjunto de restricciones (3.5)-(3.10), no pueden ser solucionados.

- Para que el modelo del nivel inferior pueda ser resuelto se requiere conocer la ubicación y la capacidad de los TD, con el fin de determinar el área y la cantidad de demanda secundaria que pueden alimentar. En otras palabras, los términos 1, 2, 4 y 5 en la función objetivo (3.12) y el conjunto de restricciones (3.13)-(3.20), no pueden ser solucionados.

Debido a lo anterior, para evaluar el problema binivel es necesario conocer la localización, capacidad y potencia inyectada en los TD (demanda primaria).

Inicialmente la ubicación y capacidad de los TD son propuestas por el nivel superior ($S_{i,d}^{max}$). Estos valores al ingresar al nivel inferior entran como parámetros, es decir, no varían durante el proceso de planeación de la red secundaria. Una vez se tienen estos valores, la red secundaria puede ser planeada ya que se posee toda la información necesaria para tal fin.

Después de resolverse el problema de optimización del nivel inferior (Ecuaciones (3.12)-(3.20)), se obtiene la potencia inyectada en cada TD ($S_{i,l}^{DT}$), es decir, se determina la demanda vista por la red primaria. Estos valores son retornados al nivel superior, con el fin de permitir su solución. De manera similar, estas inyecciones de potencia son parámetros de entrada para este nivel, es decir, son valores fijos durante el proceso de la planeación de la red primaria.

Finalmente se puede observar que en este punto ya se tiene una solución integrada para ambos niveles de tensión, es decir, se solucionó el modelo binivel propuesto en las ecuaciones (3.4) a (3.20).

Capítulo 4

Metodología propuesta

Como se mencionó en el Capítulo 2, el modelo de optimización es un modelo de programación no lineal entero-mixto, y para solucionarlo se utiliza un ABT. Este algoritmo fue propuesto por Glover [72], y se basa en el concepto de la inteligencia artificial. Este algoritmo se seleccionó como técnica de solución debido a la eficiencia que ha presentado en la solución de problemas formulados con modelos matemáticos de este tipo (no lineal entero mixto). Además permite explorar mejor las características inherentes al problema del planeamiento, es decir, la selección y uso de unos adecuados criterios de vecindad permite explorar mejor el espacio de solución.

El ABT comienza en un punto de buena calidad en el espacio de solución (solución factible y de bajo valor de la función objetivo). Este punto se conoce como configuración inicial y se puede obtener utilizando un algoritmo heurístico constructivo. Una vez evaluada esta configuración, se selecciona un conjunto de topologías utilizando diferentes estrategias. Estas topologías se llaman vecinos (o vecindario), y debido a su gran cantidad, se reducen a un número definido lo cual se conoce como vecindario reducido. Las estrategias para obtener el vecindario reducido se conocen como estructuras de vecindad y dependen de cada problema en particular. A partir de este conjunto de topologías (vecinos), se selecciona la mejor configuración (menor función objetivo). Estas estrategias se repiten hasta que se alcanza un criterio de parada predefinido. El proceso descrito anteriormente se denomina búsqueda local. El ABT puede comenzar con

una configuración inicial diferente y repetir la estrategia de búsqueda local; este proceso se conoce como búsqueda global. Finalmente la mejor solución es la configuración con menor costo encontrado durante todo el proceso.

A continuación se presentan los principales aspectos del ABT utilizados en este trabajo.

4.1. Codificación

Con el fin de codificar adecuadamente el PSD primario, se propone un nuevo esquema de codificación (Figura 4.1). Este vector se divide en tres partes. La primera parte considera la ubicación y el tamaño de las subestaciones existentes y nuevas (tamaño $n_1 + n_2$), la segunda parte contiene la ubicación y tamaño de los alimentadores primarios existentes y nuevos (tamaño $n_3 + n_4$), y la tercera parte está asociada a la ubicación y capacidad de los TD (tamaño n_5).

De manera similar, el PSD secundario se codifica utilizando un vector que contiene la información de la red de baja tensión (Figura 4.2). Este vector se divide en tres partes. La primera parte contiene la ubicación y el tamaño de los circuitos secundarios existentes y nuevos (tamaño $m_1 + m_2$), la segunda parte considera la ubicación de las cargas en cada fase (tamaño m_3) y la tercera parte se refiere a la ubicación y la capacidad de los GD (tamaño m_4).

La codificación empleada utiliza números enteros, donde cada número está asociado a diferentes capacidades; un cero indica que no se propone instalar el elemento respectivo. En la segunda parte de la Figura 4.2, los números 1, 2 y 3 están asociados a la conexión de las cargas a las fases.

<i>Subestaciones</i>						<i>Red primaria</i>						<i>TD</i>		
<i>1</i>	<i>..</i>	<i>n₁</i>	<i>1</i>	<i>..</i>	<i>n₂</i>	<i>1</i>	<i>..</i>	<i>n₃</i>	<i>1</i>	<i>..</i>	<i>n₄</i>	<i>1</i>	<i>..</i>	<i>n₅</i>
1	..	2	3	..	1	1	..	2	1	..	1	3	..	1

Figura 4.1: Codificación empleada en el nivel superior

<i>Circuitos secundarios</i>						<i>Nodos</i>						<i>GD</i>			
<i>1</i>	<i>..</i>	<i>m₁</i>	<i>1</i>	<i>..</i>	<i>m₂</i>	<i>1</i>			<i>..</i>	<i>m₃</i>			<i>1</i>	<i>..</i>	<i>m₄</i>
						<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>..</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>			
1	..	2	2	..	0	1	3	2	..	2	1	3	3	..	1

Figura 4.2: Codificación empleada en el nivel inferior

4.2. Configuración inicial

La configuración inicial para ambas redes (media y baja tensión) se obtiene utilizando un algoritmo heurístico constructivo. Este algoritmo comienza desde la fuente existente (subestaciones o TD), y en cada paso una nueva rama (alimentador primario o circuito secundario), es conectada al sistema. Cuando ingresa una rama se verifican los límites operativos (regulación de tensión y capacidades de los elementos). Esta estrategia se detiene cuando se han conectado todos los nodos de demanda a la red. Es importante resaltar que solo se permiten topologías factibles como configuración inicial.

4.3. Criterios de vecindad

La estructura de vecindad del nivel superior (PSD primario) utiliza los siguientes criterios: ampliación de subestaciones existentes, ubicación de nuevas subestaciones, reconductorización de tramos de red existentes e intercambio de ramas. Para el nivel inferior (PSD secundario) los criterios son: reconductorización de circuitos secundarios existentes, balance de fases, intercambio de ramas e instalación de GD.

Los TD no se utilizan como criterios de vecindad, debido a que estos son el enlace entre ambas redes en el modelo binivel propuesto en este proyecto. El tamaño y ubicación de un TD propuesto por el nivel superior, debe ser el mismo cuando se resuelve el nivel inferior. De manera similar, cuando el nivel inferior devuelve al nivel superior la potencia inyectada a un TD, este valor debe ser el mismo cuando se resuelve el nivel superior.

4.4. Evaluación de las configuraciones

Durante el procedimiento se permiten algunas configuraciones infactibles, pero sus respectivas funciones objetivo son penalizadas. La suma de la función objetivo más los costos de penalización de las respectivas restricciones violadas se denominan función de adaptación. Los factores para penalizar las diferentes restricciones (límites de tensión y capacidad de los elementos) se obtienen por prueba y error. Para evaluar las funciones de adaptación de ambas redes se consideró un flujo de carga de barrido iterativo, usando versiones monofásica y trifásica para los sistemas de MT y BT, respectivamente [73] [74].

4.5. Criterio de parada

Para ambos niveles, la búsqueda local se detiene cuando: *i*) la incumbente local no se mejora durante un número predefinido de iteraciones o *ii*) cuando se alcanza un número fijo de iteraciones. De manera similar, la iteración global se detiene cuando se alcanza un número predefinido de iteraciones.

4.6. Técnica de solución

La exploración del espacio de solución de un ABT está constituida por dos etapas fundamentales, denominadas búsqueda local y búsqueda global. La búsqueda local está basada en explorar de manera eficiente el espacio alrededor de una configuración actual (X_t). En cada iteración de la búsqueda local, la solución actual tiene asociado un conjunto de soluciones vecinas denominado vecindario ($N(x)$), el cual es generado a partir de la aplicación de unos criterios conocidos como estructuras de vecindad, las cuales son basadas en sensibilidades y son específicas de cada problema tratado [75].

Generalmente el tamaño del vecindario es de grandes dimensiones, por lo que la determinación

de la función objetivo para un vecindario ($N(x)$) toma demasiado tiempo. De acuerdo a esto es común trabajar con un vecindario reducido ($No(x)$), el cual es un subconjunto de $N(x)$.

La forma de seleccionar la siguiente configuración a ser visitada (X_{t+1}), no solo tiene en cuenta cual es la configuración con mejor función objetivo, sino que además se selecciona en función de los atributos bloqueados en la lista tabú. Esta lista almacena movimientos y evita regresar a configuraciones ya visitadas, sin importar que dicha configuración sea mejor que la incumbente local. Por otro lado, si la configuración con mejor objetivo perteneciente a $No(x)$ no es seleccionada por cantidad de atributos bloqueados, pero es mejor que la incumbente almacenada, esta es seleccionada empleando lo que se conoce como criterio de aspiración y pasa a ser la nueva configuración de la búsqueda local.

Una vez ha sido seleccionada la nueva configuración (X_{t+1}), la lista tabú es actualizada a través del bloqueo durante las próximas M iteraciones de los atributos de la configuración actual, es decir, que son bloqueados todos los movimientos que fueron necesarios para pasar de la configuración X_t a la configuración X_{t+1} . Adicional a esto, son actualizadas la incumbente local y la lista élite local (lista que contiene las mejores configuraciones encontradas), además del contador de iteraciones de la búsqueda local y el criterio de parada local.

Una vez se ha cumplido el criterio de parada de la búsqueda local, se entiende que se ha hallado un óptimo local del problema y que eventualmente podría llegar a ser el óptimo global del mismo. Una vez alcanzado este punto, son actualizadas la incumbente global y la lista élite global, además del contador de iteraciones.

Después de que el proceso ha cumplido con los criterios preestablecidos en la búsqueda global, se entiende que en la lista élite global se encuentra almacenada la mejor solución. La Figura 4.3 presenta el esquema básico del ABT.

```

1:  Inicio
2:  Inicializar: incumbente, listas tabú
   for {cada búsqueda local}
3:      while {criterio de parada no se cumple}
4:          Generar configuración inicial
5:          Obtener vecindario reducido
6:          Evaluar la función objetivo
7:          if {mejor solución es mejorada} then
8:              Seleccionar nueva configuración
9:              Actualizar la mejor solución
10:         else
11:             Seleccionar la nueva configuración usando criterio de aspiración
12:         end if
13:         Actualizar listas tabú
14:     end while
15: end for
16: Fin

```

Figura 4.3: Pseudo-código del ABT

4.7. Metodología general

Como se mencionó anteriormente, el procedimiento comienza cuando el nivel superior propone la ubicación y el tamaño de TD ($S_{i,d}^{max}$). Estos valores se consideran parámetros para el nivel inferior, y con esta información, el PSD secundario es resuelto. Luego se obtiene una configuración inicial como se explicó en la Sección 4.2 y su función objetivo es determinada usando la ecuación (3.9). La búsqueda local comienza con la creación del vecindario reducido (Sección 4.3), partiendo de la configuración inicial. Una vez el vecindario reducido es obtenido, sus configuraciones se evalúan utilizando las funciones de adaptación descritas en la Sección 4.4. De esta manera, se selecciona la mejor configuración (menor función objetivo) y se convierte en la nueva configuración. Estos pasos continúan ejecutándose y la búsqueda local finaliza cuando se alcanza el criterio de parada definido (Sección 4.5). La mejor función objetivo es almacenada y la potencia inyectada al TD (demanda de potencia, y pérdidas técnicas de potencia en TD y circuitos secundarios) se retorna al nivel superior ($S_{i,l}^{DT}$).

Con la ubicación, el tamaño y la potencia inyectada en el TD, el nivel superior (PSD primario) puede ser resuelto. De forma similar al nivel inferior, se emplean los mismos pasos para resolver

el nivel superior. Inicialmente, se obtiene una configuración inicial como se describe en la Sección 4.2 y su función objetivo se determina usando la ecuación (3.1). Luego se obtiene el vecindario reducido utilizando los criterios presentados en la Sección 4.3 y sus configuraciones son evaluadas usando la función de adaptación (Sección 4.4). Posteriormente se selecciona la configuración con menor función objetivo, y en este punto, se determina un nuevo vecindario. El procedimiento finaliza cuando se alcanza el criterio de parada definido. La configuración factible que se encuentra en la búsqueda local con menor costo, se selecciona como la mejor solución.

La incumbente es la suma de ambas funciones objetivo (las mejores soluciones encontradas en los niveles superior e inferior). Una vez se obtiene y almacena este valor, comienza una nueva iteración global. Esta iteración global se compone de cuatro pasos: *i*) proponer una nueva ubicación y tamaño de TD, *ii*) resolver el nivel inferior, *iii*) determinar la potencia inyectada a cada TD y *iv*) solucionar el nivel superior. Es importante resaltar que en este trabajo una iteración global es similar a realizar una búsqueda global en un ABT tradicional. La metodología general finaliza cuando se realiza un número predefinido de iteraciones globales. A continuación se presenta en la Figura 4.4 la metodología empleada.

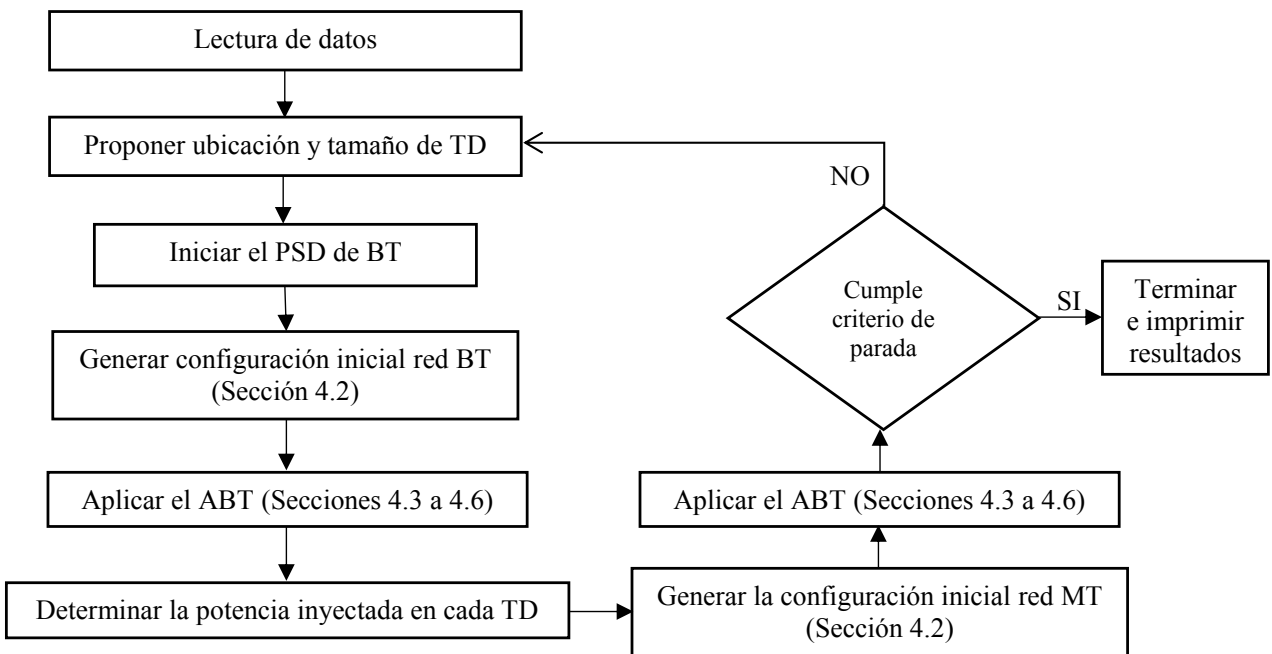


Figura 4.4: Metodología propuesta

Capítulo 5

Aplicación y resultados

5.1. Descripción del sistema

Para verificar la metodología propuesta se emplea el sistema de distribución de la Figura 5.1, el cual es una adaptación de un sistema eléctrico real ubicado en la región andina en Colombia. El voltaje nominal del sistema es 13.2 kV para la red primaria y 404 V para la red secundaria. Este sector cuenta con 51 tramos existentes de red primaria (tipo 3), 48 nodos primarios existentes y una subestación de distribución existente (tipo 2), los cuales son encargados de alimentar 8062.6 kVA. Para alimentar los 138 nuevos nodos de demanda secundaria (3733.26 kVA), se propone la instalación de 33 nuevos TD, 15 nuevos GD y 147 nuevos circuitos secundarios. Adicionalmente para alimentar los nuevos TD, se propone la instalación de 60 nuevos tramos de red primaria y una nueva subestación. Como alternativas de instalación, se consideran 5 tipos de subestaciones, 8 tipos de conductores, 8 tipos de TD y 4 tipos de GD (Tabla 5.1). Los nodos candidatos para instalar TD y GD se presentan en la Tabla 5.2. La base de datos del sistema se encuentra en el Apéndice 1 y en [76].

En la Figura 5.1, las ramas existentes y propuestas están representadas por líneas continuas y punteadas, respectivamente. Las subestaciones existentes y propuestas están representadas por

cuadrados. Los puntos negros son nodos primarios, los círculos blancos son nodos secundarios y los círculos blancos con un punto negro en el interior son nodos compartidos por nodos primarios y secundarios.

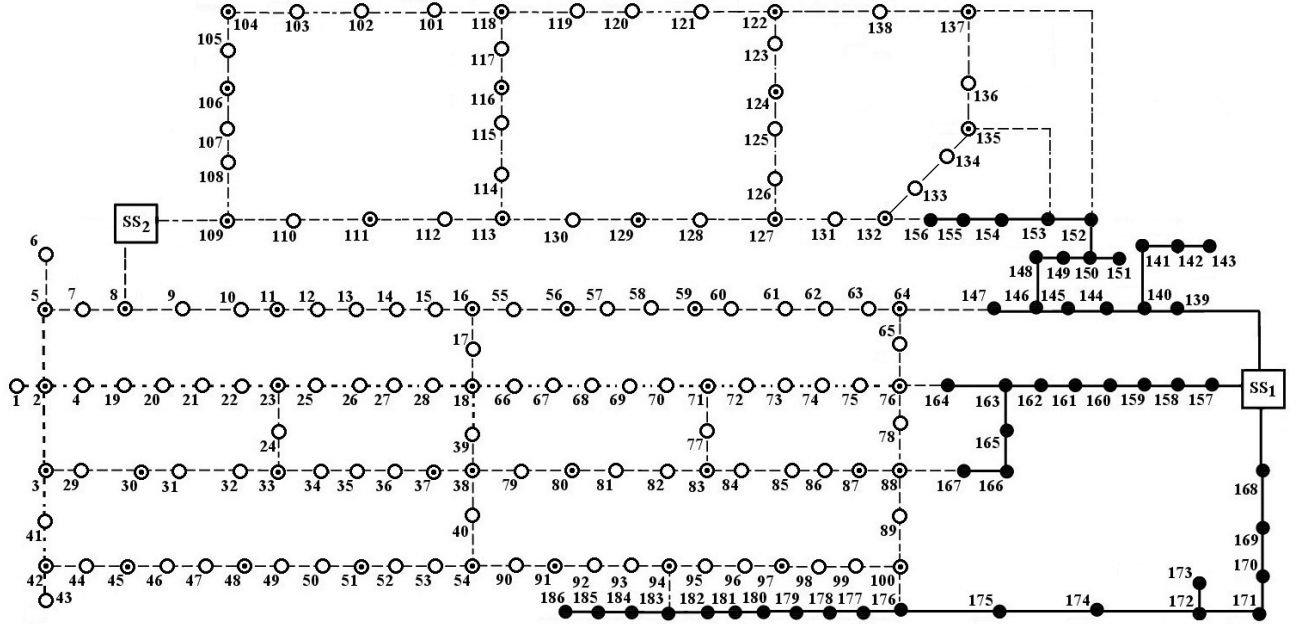


Figura 5.1: Sistema de distribución integrado

Se empleó un factor de potencia constante para todo el sector igual a 0.9. La regulación de tensión para los sistemas primarios y secundarios es 10 % y 5 %, respectivamente. El horizonte de planeación es 20 años. La curva de duración de carga se discretiza en tres niveles de carga de 100 %, 60 % y 30 % con respecto al valor de demanda máxima, con duraciones de 1000, 6760 y 1000 horas respectivamente. La tasa de descuento es del 10 % y el costo de la energía es de 0,15 USD/kWh. Los factores de penalización para ambas funciones objetivas se obtuvieron por prueba y error. Los criterios de parada para la búsqueda local son: *i*) 15 iteraciones sino se encuentra una mejor solución y *ii*) el número máximo de iteraciones es 50. El número de iteraciones globales es 100.

Con el fin de analizar los beneficios de la metodología propuesta, se estudian tres casos: 1) planeamiento tradicional, 2) planeamiento integrado binivel y 3) planeamiento integrado binivel con GD en la red de BT. En el caso 1, la planeación considera las redes de media y baja

Cuadro 5.1: Costos de los elementos

Tipo	Subestaciones		Conductores		TD		GD	
	Smax [MVA]	Costo [MUSD]	Imax [A]	Costo [USD/m]	Smax [kVA]	Costo [USD]	Smax [kW]	Costo [USD]
1	7	0.336	150	14	30	3177.58	50	2500
2	10	0.672	180	20	45	3953.08	75	3750
3	20	1.344	205	26	75	5502.70	100	5000
4	30	2.016	275	40	112.5	7439.72	125	6250
5	40	2.688	305	47	150	9376.75	—	—
6	—	—	390	57	225	11053.72	—	—
7	—	—	460	64	300	16806.00	—	—
8	—	—	600	72	400	22408.00	—	—

Cuadro 5.2: Nodos candidatos para instalar TD y GD

Elemento	Nodos
TD	2, 8, 11, 16, 30, 33, 37, 45, 48, 51, 56, 59, 64, 80, 83, 87, 91, 94, 97, 104, 106, 109, 111, 113, 116, 118, 122, 124, 127, 129, 132, 135, 137
GD	6, 23, 38, 43, 54, 62, 71, 88, 95, 103, 110, 117, 130, 131, 136

tensión como dos sistemas independientes. Los Casos 2 y 3 aplican la metodología propuesta en el Capítulo 4. La diferencia entre ellos es la presencia de GD en la red de BT en el caso 3. En este caso, los GD se modelan como nodos PQ y sus posibles ubicaciones se basan en el criterio experto del planificador. Los tres casos tienen los mismos aspectos de diseño y fueron escritos en Matlab. A continuación se presenta el algoritmo usado en el caso 1.

Algoritmo empleado en el caso 1

- i.* Generar lista de TD propuestos.
- ii.* Seleccionar un TD e identificar las ramas conectadas a él.
- iii.* Conectar una rama nueva y verificar si su nodo final ya fue conectado. Si ya fue conectado, ir al paso *vi*. En caso contrario, ir al siguiente paso.
- iv.* Asignar un calibre a los tramos de red y verificar condiciones operativas. Si los límites operativos de la red de BT no son violados, marcar la rama y su nodo final como conectados e ir al paso *vi*. En caso contrario, ir al siguiente paso.
- v.* Desconectar la rama.
- vi.* Si existen más ramas asociadas al nodo, ir al paso *iii*. En caso contrario, ir a *vii*.
- vii.* Determinar redes de BT sin conexión. Si hay nodos desconectados, ir al paso *ii*. En caso contrario, ir al siguiente paso.
- viii.* Asignar capacidad a TD y generar una lista de nodos primarios conectados a dicho TD.
- ix.* Seleccionar un TD para ser conectado a la red de MT.
- x.* Escoger y conectar el nodo primario más cercano al TD.
- xi.* Asignar el tamaño de los conductores y verificar condiciones operativas. Si los límites operativos de la red de MT no son violados, marcar el TD como conectado e ir al siguiente paso. En caso contrario, ir al paso *x*.
- xii.* Si hay TD sin conectar a la red de MT, ir al paso *ix*. En caso contrario, parar.

5.2. Resultados obtenidos

La comparación de los resultados obtenidos se muestra en las Tablas 5.3 y 5.4 en valor presente neto, donde el término *PTE* significa pérdidas técnicas de energía. Las Figuras 5.2 a 5.7 muestran las mejores soluciones encontradas en los tres casos de estudio. Para facilitar la visualización de las topologías obtenidas, las redes primarias y secundarias de cada caso, se presentan en figuras separadas. En estas figuras, los tramos de red primarios y secundarios están representados por líneas continuas. En las redes primarias para los tres casos, los tramos de red tienen un conductor tipo 3. En las figuras de las redes secundarias en los tres casos, el número entre paréntesis está asociado al tipo de conductor para cada tramo de red; las ramas sin número tienen un conductor tipo 1. El TD está representado por triángulos negros y su tipo (capacidad) se presenta junto a este, por un número subrayado. En todos los casos se instaló una nueva subestación tipo 1 y la capacidad de la subestación existente no fue aumentada. En el caso 3 los nodos propuestos para ubicar GD son: 23 (tipo 2), 43 (tipo 3), 103 (tipo 2) 110 (tipo 2), 117 (tipo 2), 130 (tipo 3), 131 (tipo 2) y 136 (tipo 2). En todos los casos los límites operativos están dentro de los rangos permitidos (cargabilidad de los elementos y regulación de tensión).

Los resultados consolidados en la Tabla 5.3 muestran que el menor costo total se obtiene en los casos 2 y 3, lo cual evidencia las ventajas de utilizar la metodología propuesta en este trabajo. Como era de esperarse, el menor costo se obtuvo en el caso 3, el cual tiene penetración de GD. El mayor costo se obtuvo en el caso 1, mostrando que el modelo binivel disminuye los planes de expansión de la planeación eléctrica integrada.

A pesar de que el caso 1 tiene un costo fijo menor que el caso 2 (1.263 y 1.267 millones de USD, respectivamente), el costo operativo en el caso 2 (USD 0.521 M) es menor que en el caso 1 (USD 0.651 M). Esto se debe a que el caso 2 propone tramos de red con mayor tamaño, lo cual reduce las pérdidas técnicas de energía en las redes de MT y BT, como se muestra en la Tabla 5.4. Esto demuestra que el modelo integrado binivel puede encontrar una topología con un costo global más bajo.

Se observa que el caso 3 tiene los costos más bajos de inversión y operación (1.246 y 0.490

millones de USD, respectivamente). Adicionalmente la penetración de GD permite instalar TD y circuitos de BT con capacidades menores que los casos 2 y 3. De igual forma, la red de MT también es mejorada, lo cual se refleja en el menor costo operativo obtenido para los tres casos. Esto confirma que el modelo binivel con penetración de GD permite encontrar el costo global más bajo, obteniendo topologías con menos pérdidas técnicas de energía, debido a la disminución de la potencia que circula a través del sistema integrado.

De los resultados obtenidos se aprecia en el Caso 1 que los circuitos primarios existentes quedan con niveles de carga mayores, y por ende la subestación existente presenta una cargabilidad mayor que la subestación propuesta. Por lo anterior, esta topología presenta un nivel de pérdidas técnicas mayores que los otros dos casos, debido al incremento que presentan las corrientes que circulan por la red. Caso contrario ocurre con las topologías de la red de media tensión de los Casos 2 y 3 (usando binivel), en las cuales se tienen circuitos con cargabilidades similares, lo cual permite tener menores pérdidas. En otras palabras, la metodología binivel encuentra soluciones que distribuyen mejor la circulación de flujos en la red.

Con respecto a las redes de baja tensión, en todos los casos se ubica un número similar de transformadores (28, 32 y 31 para los Casos 1, 2 y 3, respectivamente). Al observar el número de TD seleccionados con capacidades menores a iguales al tipo 4, en el Caso 1 se ubican 11 TD mientras que los Casos 2 y 3 se propone la instalación de 19 y 20 TD, respectivamente. Esto indica que la metodología binivel permite la instalación de una mayor cantidad de TD con bajas capacidades, pero con mejores cargabilidades, lo cual permite tener un mejor aprovechamiento de los elementos del sistema.

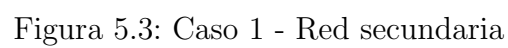
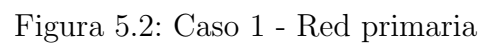
También es posible observar que los Casos 2 y 3 (metodología binivel) encuentran soluciones en la red de MT con topologías similares, lo cual evidencia una tendencia a pesar del uso de los GD en la red de BT. La diferencia entre estos dos casos se evidencia en las capacidades de los transformadores de distribución seleccionados en la red de BT. Estas capacidades impactan en los costos de inversión en redes de MT y en las pérdidas técnicas de la red en este nivel, al circular flujos con menores valores en el Caso 3 respecto al Caso 2, debido al uso de los GD.

Cuadro 5.3: Comparación del costo de expansión en millones de USD

Costo	Descripción	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Fijos	Subestaciones	0.336	0.336	0.336
	Tramos de MT	0.379	0.410	0.397
	Circuitos de BT	0.288	0.255	0.254
	TD	0.260	0.265	0.225
	GD	—	—	0.032
	Total	1.263	1.267	1.246
Variables	PTE en MT	0.413	0.337	0.307
	PTE en BT	0.238	0.184	0.183
	Total	0.651	0.521	0.490
COSTO TOTAL		1.915	1.789	1.737

Cuadro 5.4: Costo de expansión de las redes de MT y BT en millones de USD

Red	Descripción	Caso 1	Caso 2	Caso 3
BT	TD	0.260	0.265	0.225
	GD	—	—	0.032
	Circuitos en BT	0.288	0.255	0.254
	PTE	0.238	0.184	0.183
	Total	0.786	0.705	0.696
MT	Subestaciones	0.336	0.336	0.336
	Tramos de MT	0.379	0.410	0.397
	PTE	0.413	0.337	0.307
	Total	1.128	1.084	1.041
COSTO TOTAL		1.915	1.789	1.737



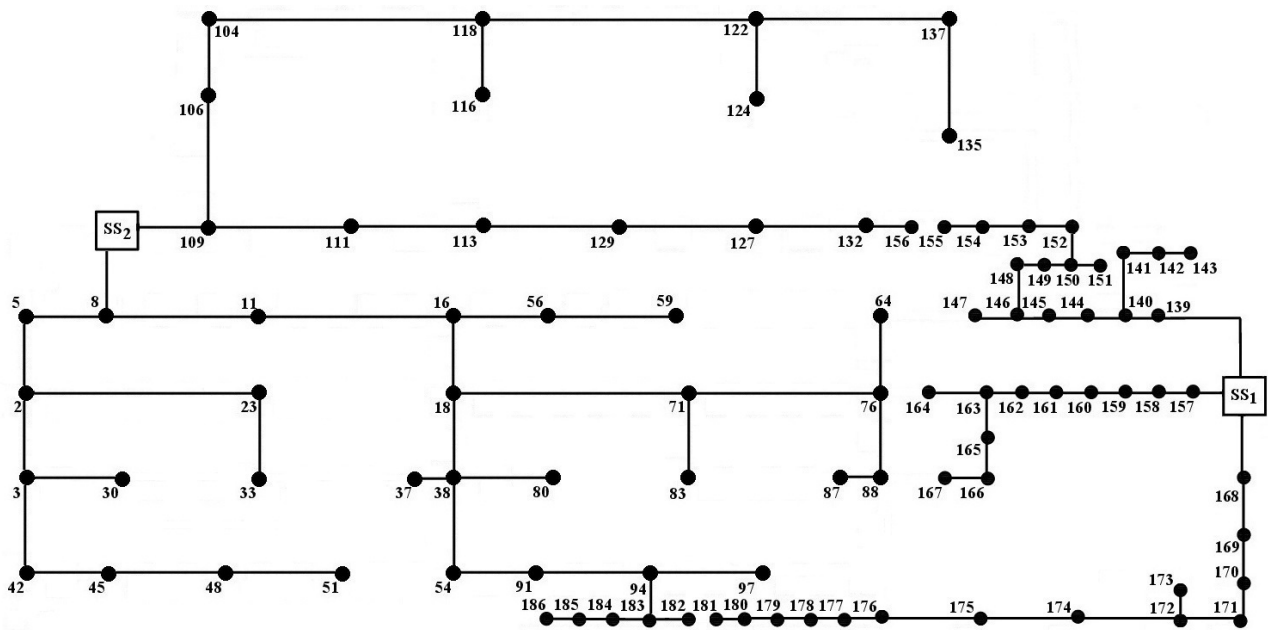


Figura 5.4: Caso 2 - Red primaria

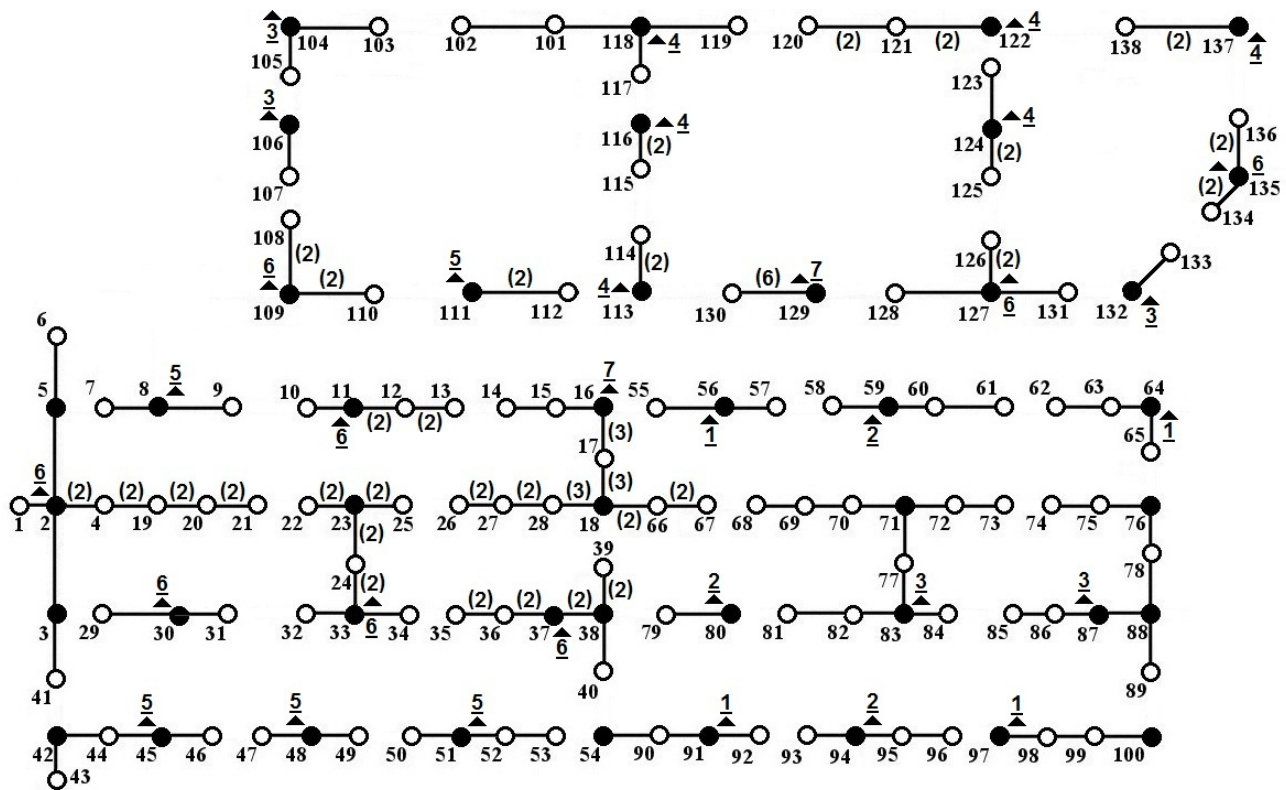


Figura 5.5: Caso 2 - Red secundaria

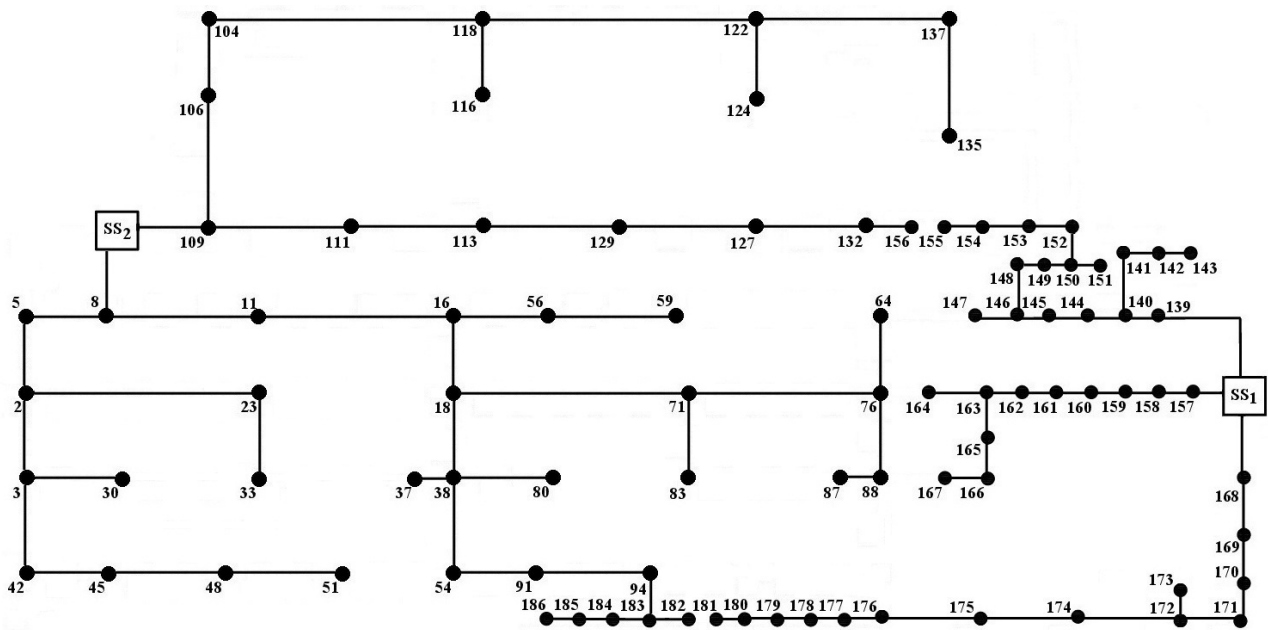


Figura 5.6: Caso 3 - Red primaria

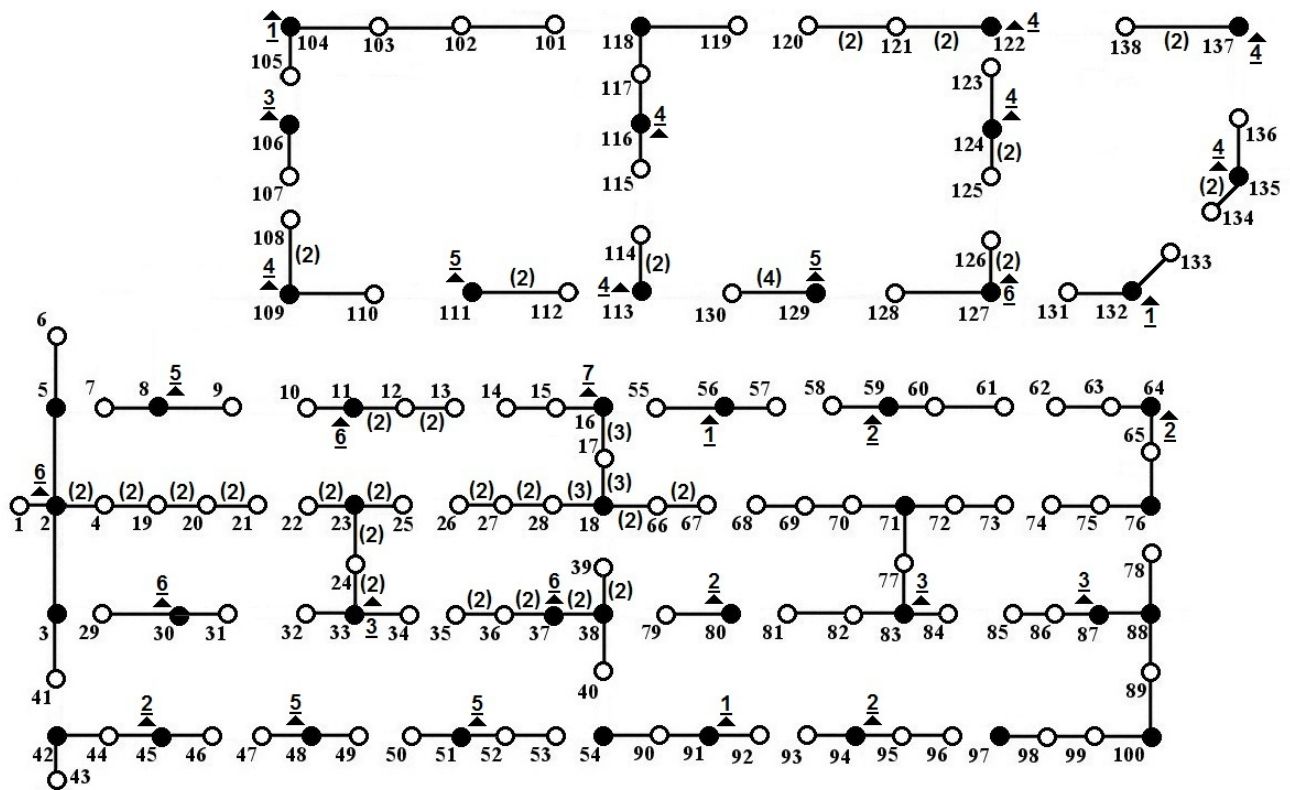


Figura 5.7: Caso 3 - Red secundaria

5.3. Comentarios finales

Con el fin de verificar la eficiencia de la metodología propuesta, se consideraron tres casos de estudio. El primero es una metodología tradicional empleada por los operadores de red, y los otros dos casos emplean la metodología binivel. La diferencia entre estos dos casos, es que el último considera penetración de generación distribuida en la red de baja tensión. Los tres casos se aplicaron al mismo sistema de distribución, donde los resultados obtenidos reflejan que una planeación integrada binivel presenta un costo menor cuando se compara con una planeación tradicional. El menor costo se obtiene porque la ubicación y el dimensionamiento de los transformadores de distribución permiten una mejor circulación del flujo de potencia entre ambos sistemas, lo cual reduce las pérdidas técnicas y los costos de inversión en los elementos de la red. Adicionalmente, como era de esperarse, el caso 3 (modelo binivel con GD) fue el que presentó mejores resultados, incidiendo positivamente en las capacidades de los elementos seleccionados (menores tamaños), y por ende, pérdidas técnicas más bajas.

Capítulo 6

Conclusiones, limitaciones, recomendaciones y trabajos futuros

6.1. Conclusiones

- Este proyecto presenta un nuevo modelo matemático binivel para la planeación integrada de sistemas de distribución de energía eléctrica, el cual considera las redes primarias y secundarias como un solo sistema. En las funciones objetivo de ambos problemas se llevan en cuenta los costos de inversión en elementos nuevos y ampliación de la capacidad de los existentes, así como los costos operativos asociados a las pérdidas de energía en los tramos de red y transformadores de distribución (este último, solamente para la red de baja tensión). El conjunto de restricciones involucra características técnicas de ambos sistemas. Adicionalmente se incluye la penetración de generación distribuida en la red de BT.
- El modelo binivel propuesto está desarrollado a partir del conflicto que existe en la planeación de ambas redes eléctricas, cuando son tratadas de manera conjunta. En este proyecto el conflicto está relacionado con la ubicación y la capacidad de los transformadores de distribución, incidiendo en los flujos de potencia que circulan en ambas redes. De

acuerdo a esto, las variables en conflicto corresponden al dimensionamiento y ubicación de los transformadores de distribución, y la potencia inyectada en cada uno de ellos.

El modelo binivel considera en el nivel superior la planeación de la red de media tensión y en el nivel inferior la planeación de la red de baja tensión. El rol de ambos participantes se definió a partir de dos aspectos: *i*) la estructura jerárquica que estos sistemas tienen en un sistema eléctrico, en función del nivel de tensión que manejan y *ii*) el sentido de circulación de los flujos de potencia.

Los movimientos entre ambos niveles son realizados de la siguiente forma: inicialmente el líder propone la ubicación y capacidad de los transformadores de distribución, luego con estos valores (parámetros para el nivel inferior), la planeación de la red de baja tensión es efectuada. Posteriormente el seguidor retorna al líder la potencia inyectada en cada transformador (parámetros para el nivel superior), con el fin de solucionar la planeación de la red de media tensión. Después de solucionar este problema, se tiene una planeación integrada entre ambas redes. Al finalizar el proceso, se tiene una topología que garantiza un equilibrio en la planeación entre ambas redes.

- La estrategia de división del problema en dos niveles simplifica su solución, permitiendo reducir el número de variables y restricciones empleadas con respecto a un modelo integrado. Sin embargo el problema no es desligado completamente, ya que al solucionar el modelo binivel, hay un impacto en las variables relacionadas entre ambos problemas. En el modelo planteado en este proyecto, este impacto está dado por los transformadores de distribución, ya que su capacidad, ubicación y demanda máxima inciden en la solución de cada nivel. Este aspecto permite encontrar soluciones de gran calidad, debido a que durante el proceso se lleva en cuenta la sensibilidad de un nivel con respecto al otro; es decir, a pesar de que se soluciona cada nivel de forma separada, en forma implícita se considera la incidencia entre ambos niveles.
- A pesar de que la metodología no se comparó con otros trabajos de la literatura especializada debido a información incompleta o errónea de los sistemas de prueba, se encontraron resultados de gran calidad al compararlos con los obtenidos con una

metodología tradicional empleada en Colombia (Caso 1). Para esto se consideró un sistema de distribución que considera distancias, cargas, y conexiones de un sistema típico de la región andina colombiana. En este sistema pueden ser aplicadas metodologías de planeamiento integrado, al tener información completa de ambos niveles de tensión, lo cual permite ser una referencia para futuros trabajos.

- Se hicieron variantes a los esquemas de codificación empleados tradicionalmente en la literatura especializada. En el esquema de codificación del nivel superior se involucraron las capacidades y ubicaciones de los transformadores de distribución, y en el esquema de codificación de la red de baja tensión se consideraron tramos de red secundarios, balance de fases y generadores distribuidos. Esta nueva codificación se realizó con el fin de facilitar los movimientos y propuestas entre ambos participantes.
- Los resultados obtenidos muestran que la aplicación del algoritmo búsqueda tabú considerando el esquema de codificación propuesto es eficiente, ya que consigue encontrar respuestas de buena calidad para el sistema de prueba empleado.
- Para verificar la eficiencia de la metodología empleada se consideraron tres casos de estudio, donde los mejores resultados se obtuvieron con el modelo binivel propuesto (casos 2 y 3). Esto evidencia que la metodología desarrollada es una herramienta efectiva para obtener soluciones de buena calidad en estudios de planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica.

6.2. Limitaciones

La inclusión de GD en la red de BT se debe al interés de observar su impacto técnico en sistemas con niveles de tensión bajos y altas pérdidas. Sin embargo al ser una primera aproximación, los generadores no describen concretamente el comportamiento de ningún tipo de generación razón por la cual se consideraron en su modelado como nodos PQ. Tampoco esta metodología considera el impacto de los GD en la disminución de compra de energía de la red.

Adicionalmente se asume que tienen disponibilidad de generación en todo momento, por lo que no fue considerado ningún tipo de aleatoriedad o incertidumbre en la generación inyectada.

Por otro lado esta metodología no involucra GD en la red de MT, lo cual puede ocasionar que su adaptación a sistemas con estas características pueda verse como una dificultad. Sin embargo, de forma similar a la red de BT, la red de MT puede ser modificada para adaptarse a sistemas con estas particularidades.

6.3. Recomendaciones y trabajos futuros

- Considerar un modelo trifásico de la red primaria, dado que hay países como Colombia que emplean gran cantidad de transformadores de distribución monofásicos, los cuales introducen desbalance en las redes primarias.
- Involucrar diferentes tecnologías de generadores distribuidos. Es importante apreciar el impacto de diversas fuentes de generación en el estudio del planeamiento de las redes de distribución.
- Estudiar el impacto de elementos almacenadores de energía en conjunto con generadores distribuidos.
- Analizar el conflicto cuando los generadores distribuidos no son propiedad del operador de red. Este aspecto acerca más la solución del problema a las situaciones que se presentan en la actualidad en los sistemas eléctricos.

Bibliografía

- [1] U. G. Knight, “The logical design of electrical networks using linear programming methods,” vol. 33A, 1960, pp. 316–319.
- [2] R. N. Adams and M. A. Laughton, “Optimal planning of power networks using mixed-integer programming,” vol. 121, no. 2, 1974, pp. 139–147.
- [3] D. L. Crawford and S. B. Holt, “A mathematical optimization technique for locating and sizing distribution substations, and deriving their optimal service areas,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 94, no. 2, pp. 230–235, 1974.
- [4] K. S. Hindi and A. Brameller, “Design of low-voltage distribution networks: A mathematical programming method,” vol. 124, no. 1, 1977, pp. 54–58.
- [5] M. Ponnavaikko and K. S. Rao, “Optimal distribution system planning,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 100, no. 6, pp. 2969–2977, 1981.
- [6] T. Gonen and B. L. Foote, “Distribution-system planning using mixed integer programming,” vol. 128, no. 2, 1981, pp. 70–79.
- [7] G. L. Thompson and D. L. Wall, “A branch and bound model for choosing optimal substation locations,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 100, no. 5, pp. 2683–2688, 1981.

- [8] J. T. Boardman and C. C. Meckiff, "A branch and bound formulation to an electricity distribution planning problems," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 104, no. 8, pp. 2683–2688, 1985.
- [9] H. N. Tram and D. L. Wall, "Optimal conductor selection in planning radial distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 1, pp. 200–206, 1988.
- [10] J. Partanen, "A modified dynamic programming algorithm for sizing locating and timing of feeder reinforcements," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, no. 1, pp. 277–283, 1990.
- [11] K. Aoki, K. Nara, T. Satoh, M. Kitagawa, and K. Yamanaka, "New approximate optimization method for distribution system planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 1, pp. 126–132, 1990.
- [12] K. Nara, T. Satoh, H. Kuwabara, K. Aoki, and M. Kitagawa, "Multiyear expansion planning for distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 952–958, 1991.
- [13] K. Nara, T. Satoh, H. Kuwabara, K. Aoki, M. Kitagawa, and T. Ishihara, "Distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 208–214, 1992.
- [14] K. Nara, A. Shiose, M. Kitagawa, and T. Ishihara, "Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum reconfiguration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 3, pp. 1044–1051, 1992.
- [15] K. Nara, H. Kuwabara, M. Kitagawa, and K. Ohtaka, "Algorithm for expansion planning in distribution systems taking faults into consideration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 324–330, 1994.
- [16] S. K. Goswami, "Distribution system planning using branch exchange technique," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 718–723, 1997.

- [17] V. Miranda, J. V. Ranito, and L. M. Proença, “Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 4, pp. 1927–1933, 1994.
- [18] S. K. Khator and L. C. Leung, “Power distribution planning: A review of models and issues,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 3, pp. 1151–1159, 1997.
- [19] I. J. Ramírez-Rosado and J. L. Bernal-Agustín, “Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems,” in *IEEE/PES Summer Meeting, Berlín, Alemania*, 1997.
- [20] J. L. Bernal, “Aplicación de algoritmos genéticos al diseño Óptimo de sistemas de distribución de energía eléctrica,” Ph.D. dissertation, Universidad de Zaragoza, España, 1998.
- [21] P. M. Carvalho, L. A. Ferreira, F. G. Lobo, and L. M. Barruncho, “Optimal distribution network expansion planning under uncertainty by evolutionary decision convergence,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 125–129, 1998.
- [22] W. M. Lin, C. D. Yang, and M. T. Tsay, “Distribution system planning with evolutionary programming and a reliability cost model,” vol. 147, no. 6, 2000, pp. 336–341.
- [23] I. J. Ramírez-Rosado and J. L. Bernal-Agustín, “Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 169, no. 1, pp. 111–118, 2001.
- [24] M. R. Ganjavi, “Coordinated comprehensive design of distribution systems at medium and low voltage levels,” in *IEE Conference Publication*, no. 482, 2001.
- [25] N. G. Boulaxis and M. P. Papadopoulos, “Optimal feeder routing in distribution system planning using dynamic programming technique and its facilities,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 17, no. 1, pp. 242–247, 2002.

- [26] F. Rivas-Dávalos and M. R. Irving, “An efficient genetic algorithm for optimal largescale power distribution network planning,” in *IEEE Bologna PowerTech Conference, Italia*, 2003.
- [27] J. Greatbanks, D. Popovic, M. B. A. Pregelj, and T. C. Green, “On optimization for security and reliability of power systems with distributed generation,” in *IEEE Bologna PowerTech Conference, Italia*, 2003.
- [28] A. Chowdhury, S. K. Agarwal, and D. O. Koval, “Reliability modeling of distributed generation in conventional distribution systems planning and analysis,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 39, no. 5, pp. 1493–1498, 2003.
- [29] Y. G. Hegazy, M. Salama, and M. Chikhani, “Adequacy assessment of distributed generation systems using monte carlo simulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 48–52, 2003.
- [30] I. S. Bae, J. O. Kim, J. C. Kim, and C. Singh, “Optimal operating strategy for distributed generation considering hourly reliability worth,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 287–292, 2004.
- [31] I. J. Ramírez-Rosado and J. A. Domínguez-Navarro, “Possibilistic model based on fuzzy sets for the multiobjective optimal planning of electric power distribution networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 1801–1810, 2004.
- [32] E. G. Carrano, L. A. Soares, R. H. Takahashi, R. R. Saldanha, and O. M. Neto, “Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 2, pp. 995–1005, 2006.
- [33] F. Rivas-Dávalos and M. R. Irving, “The edge-set encoding in evolutionary algorithms for power distribution network planning problem part ii: Multi-objective optimization planning,” in *Electronics, Robotics and Automotive Mechanics Conference*, 2006.

- [34] Y. F. Dong, J. H. Gu, N. Li, X. D. Hou, and W. L. Yan, "Combination of genetic algorithm and ant colony algorithm for distribution network planning," in *Sixth International Conference on Machine Learning and Cybernetics, Hong Kong*, 2007, pp. 999–1002.
- [35] Z. Chen, S. Li, and D. Zhang, "An optimization model and its solution algorithm for distribution network design problem with uncertainty demand," in *ings of the IEEE International Conference on Automation and Logistics, Jinan, China*, 2007.
- [36] M. Dicorato, G. Forte, and M. Trovato, "Assessing distributed generation in an environmental-constrained energy planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–8, 2007.
- [37] —, "Environmental-constrained energy planning using energy efficiency and distributed-generation facilities," *Renewable Energy*, vol. 33, no. 6, pp. 1297–1313, 2008.
- [38] A. H. Mantway and M. Al-Muhaini, "Multi-objective bpso algorithm for distribution system expansion planning including distributed generation," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2008.
- [39] K. Genku and R. Ooka, "Application multi-objective genetic algorithm for optimal design method of distributed energy system," in *Eleventh International IBPSA Conference, Glasgow, Scotland*, 2009.
- [40] H. M. Khodr, Z. Vale, C. Ramos, and P. Faria, "Optimization techniques for power distribution planning with uncertainties: A comparative study," in *Power & Energy Society General Meeting*, 2009.
- [41] K. Vinoth and M. P. Selvan, "Planning and operation of distributed generations in distribution systems for improved voltage profile," in *Power Systems Conference and Exposition*, 2009, pp. 1–7.
- [42] G. Hernandez-Gonzalez and C. Abbey, "Effect of adding distributed generation to distribution networks- case study 1: Voltage regulation in 25kv weak system with wind and

- hydro generation interconnected,” CanmetENERGY – Energy Technology and Programs Sector, Tech. Rep., 2009.
- [43] M. Lavorato, M. J. Rider, A. V. García, and R. Romero, “A constructive heuristic algorithm for distribution system planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 1734–1742, 2010.
 - [44] M. Lavorato, J. F. Franco, M. J. Rider, and R. Romero, “Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, pp. 172–180, 2012.
 - [45] E. Naderi, H. Seifi, and M. S. Sepasian, “A dynamic approach for distribution system planning considering distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 3, pp. 1313–1322, 2012.
 - [46] B. R. P. Junior, A. M. Cossi, J. Contreras, and J. R. S. Mantovani, “Multiobjective multistage distribution system planning using tabu search,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, no. 1, pp. 35–45, 2014.
 - [47] R. R. Gonçalves, J. F. Franco, and M. J. Rider, “Short-term expansion planning of radial electrical distribution systems using mixed-integer linear programming,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 3, pp. 256–266, 2014.
 - [48] H. Wang and L. Shi, “Optimal distribution network expansion planning incorporating distributed generation,” in *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2016 IEEE PES Asia-Pacific*. IEEE, 2016, pp. 1714–1718.
 - [49] A. M. Costa and P. M. Franca, “Planejamento de redes secundárias de distribuição de energia elétrica,” in *XV Congresso Brasileiro de Automática, Natal, Brasil*, 2002.
 - [50] E. Yoshimoto, “Planejamento de redes secundárias de distribuição de energia elétrica,” Master’s thesis, UNICAMP, Brasil, 2003.

- [51] E. Díaz-Dorado, J. C. Pidre, and E. M. García, “Planning of large rural low-voltage networks using evolution strategies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 4, pp. 1594–1600, 2003.
- [52] A. M. Cossi, R. Romero, and J. R. Sanches-Mantovani, “Planning of secondary distribution circuits through evolutionary algorithms,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 1, pp. 205–213, 2005.
- [53] C. H. Souza, “Planejamento e projeto de circuitos secundários de distribuição de energia elétrica por meio de algoritmo busca tabu,” Master’s thesis, Universidade Estadual Paulista, UNESP, Brasil, 2006.
- [54] O. A. Marroquín, “Planeamiento de redes secundarias de distribución usando un algoritmo de optimización basado en colonia de hormigas,” Master’s thesis, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, 2008.
- [55] A. Navarro and H. Rudnick, “Large-scale distribution planning—part i: Simultaneous network and transformer optimization,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 744–751, 2009.
- [56] A. M. Cossi, R. Romero, and J. R. S. Mantovani, “Planning and projects of secondary electric power distribution systems,” *IEEE Transactions on power systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1599–1608, 2009.
- [57] J. E. Mendoza, M. E. López, S. C. Fingerhuth, H. E. Peña, and C. A. Salinas, “Low voltage distribution planning considering micro distributed generation,” *Electric Power Systems Research*, vol. 103, pp. 233–240, 2013.
- [58] S. Harnisch, P. Steffens, H. H. Thies, K. Cibis, M. Zdrallek, and B. Lehde, “New planning principles for low voltage networks with a high share of decentralized generation,” 2016.
- [59] P. C. Paiva, H. M. Khodr, J. A. Domínguez-Navarro, J. M. Yusta, and A. J. Urdaneta, “Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer linear programming,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 1134–1143, 2005.

- [60] A. Marcos and J. R. Sanches, “Integrated planning of electric power distribution networks,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 7, no. 2, 2009.
- [61] I. Ziari, G. Ledwich, and A. Ghosh, “Optimal integrated planning of mv–lv distribution systems using dpso,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 1905–1914, 2011.
- [62] R. Gholizadeh-Roshanagh, S. Najafi-Ravadanegh, and S. Hosseinian, “A framework for optimal coordinated primary-secondary planning of distribution systems considering mv distributed generation,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2017.
- [63] B. F. Hobbs and S. K. Nelson, “A nonlinear bilevel model for analysis of electric utility demand-side planning issues,” *Annals of Operations Research*, vol. 34, pp. 255–274, 1992.
- [64] L.-R. . S. G. Haurie, A., “A two player game model of power cogeneration in new england,” *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 37, pp. 1451–1456, 1992.
- [65] L. P. Garcés, A. J. Conejo, R. Garcia-Bertrand, and R. Romero, “A bilevel approach to transmission expansion planning within a market environment,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1513–1522, 2009.
- [66] J. M. Arroyo, “Bilevel programming applied to power system vulnerability analysis under multiple contingencies,” *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol. 4, no. 2, pp. 178–190, 2010.
- [67] J. M. López-Lezama, A. Padilha-Feltrin, and A. C. J. I. Muñoz, “Optimal contract pricing of distributed generation in distribution networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 128–136, 2011.
- [68] Y. Gao, X. Hu, W. Yang, H. Liang, and P. Li, “Multi-objective bi-level coordinated planning of distributed generation and distribution network frame based on multi-scenario technique considering timing characteristics,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 1415–1429, 2017.

- [69] M. Moradijoz, M. P. Moghaddam, and M. R. Haghifam, “A flexible distribution system expansion planning model: a dynamic bi-level approach,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2017.
- [70] M. Asensio, G. Munoz, and J. Contreras, “A bi-level approach to distribution network and renewable energy expansion planning considering demand response,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4298–4309, 2017.
- [71] J. F. Bard, *Practical Bilevel Optimization: Algorithms And Applications*. Kluwer Academic Publishers, Netherlands, 1998.
- [72] F. Glover, “Future paths for integer programming and links to artificial intelligence,” *Computers and Operations Research*, vol. 13, pp. 533–549, 1986.
- [73] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, and G. X. Luo, “A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. vol. 3, no. no. 2, pp. pp. 753–762, May 1988.
- [74] C. S. Cheng and D. Shirmohammadi, “A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. vol. 10, no. no. 2, pp. pp. 671–679, May 1995.
- [75] R. A. Gallego, A. H. Escobar, and E. M. Ocampo, *Técnicas Metaheurísticas de Optimización*. Textos Universitarios, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2008.
- [76] <http://academia.utp.edu.co/planeamiento/files/2017/06/Integrated-distribution-system.pdf>.

Apéndice 1

A continuación se presenta la base de datos del sistema empleado.

Cuadro 6.1: Datos de conductores empleados Red de MT - Costos de instalación

Tipo	R [ohm/km]	X [ohm/km]	Amp	USD/m
1	0.52	0.22	205	26
2	0.32	0.14	275	40
3	0.26	0.12	305	47
4	0.18	0.10	390	57
5	0.14	0.08	460	64
6	0.12	0.07	600	72

La impedancia de los conductores empleados en la red de BT se presenta en las matrices $[Z_1]$ a $[Z_6]$ en $[ohm/km]$. Los costos respectivos se observan en la Tabla 5.1.

$$[Z_1] = \begin{bmatrix} 1.2348+j0.7758 & 0.2030+j0.4638 & 0.2170+j0.3966 \\ 0.2030+j0.4638 & 1.2517+j0.7578 & 0.2266+j0.4389 \\ 0.2170+j0.3966 & 0.2266+j0.4389 & 1.2828+j0.7251 \end{bmatrix}$$

$$[Z_2] = \begin{bmatrix} 0.8278+j0.6854 & 0.1855+j0.3872 & 0.1987+j0.3132 \\ 0.1855+j0.3872 & 0.8437+j0.6594 & 0.2077+j0.3510 \\ 0.1987+j0.3132 & 0.2077+j0.3510 & 0.8731+j0.6118 \end{bmatrix}$$

$$[Z_3] = \begin{bmatrix} 0.6818+j0.6479 & 0.1688+j0.3566 & 0.1807+j0.2798 \\ 0.1688+j0.3566 & 0.6962+j0.6185 & 0.1890+j0.3157 \\ 0.1807+j0.2798 & 0.1890+j0.3157 & 0.7230+j0.5648 \end{bmatrix}$$

$$[Z_4] = \begin{bmatrix} 0.4408+j0.5854 & 0.1259+j0.3090 & 0.1346+j0.2277 \\ 0.1259+j0.3090 & 0.4514+j0.5505 & 0.1407+j0.2607 \\ 0.1346+j0.2277 & 0.1407+j0.2607 & 0.4710+j0.4870 \end{bmatrix}$$

$$[Z_5] = \begin{bmatrix} 0.3643+j0.5641 & 0.1086+j0.2953 & 0.1159+j0.2127 \\ 0.1086+j0.2953 & 0.3732+j0.5277 & 0.1211+j0.2447 \\ 0.1159+j0.2127 & 0.1211+j0.2447 & 0.3899+j0.4612 \end{bmatrix}$$

$$[Z_6] = \begin{bmatrix} 0.2583+j0.5408 & 0.0813+j0.2800 & 0.0864+j0.1958 \\ 0.0813+j0.2800 & 0.2645+j0.5025 & 0.0900+j0.2268 \\ 0.0864+j0.1958 & 0.0900+j0.2268 & 0.2763+j0.4325 \end{bmatrix}$$

Cuadro 6.2: Datos de transformadores de distribución

Tipo	kVA	USD
1	30	3177.57
2	45	3953.07
3	75	5502.69
4	112.5	7439.72
5	150	9376.74
6	225	11053.72
7	300	16806.00
8	400	22408.00

Cuadro 6.3: Datos de generadores distribuidos

Tipo	kVA	USD
1	50	2500
2	75	3750
3	100	5000
4	125	6250

Cuadro 6.4: Datos de subestaciones

Tipo	kVA	USD
1	7000	336000
2	10000	672000
3	20000	1344000
4	30000	2016000
5	40000	2688000

Cuadro 6.5: Datos de tramos de red de baja tensión

Envío	Recibo	m	Existencia	Envío	Recibo	m	Existencia
1	2	0,144	0	35	36	0,1195	0
2	3	0,144	0	36	37	0,18	0
2	4	0,1344	0	37	38	0,192	0
2	5	0,144	0	38	39	0,18	0
5	6	0,1056	0	38	40	0,144	0
5	7	0,1632	0	3	41	0,144	0
7	8	0,144	0	41	42	0,1584	0
8	9	0,156	0	42	43	0,156	0
9	10	0,144	0	42	44	0,156	0
10	11	0,18	0	44	45	0,1008	0
11	12	0,18	0	45	46	0,1522	0
12	13	0,18	0	46	47	0,1848	0
13	14	0,18	0	47	48	0,18	0
14	15	0,18	0	48	49	0,144	0
15	16	0,18	0	49	50	0,18	0
16	17	0,144	0	50	51	0,1728	0
18	17	0,1008	0	51	52	0,144	0
4	19	0,1056	0	52	53	0,144	0
19	20	0,0864	0	54	53	0,18	0
20	21	0,0173	0	40	54	0,144	0
21	22	0,1344	0	18	66	0,1344	0
22	23	0,18	0	16	55	0,1632	0
23	24	0,18	0	55	56	0,144	0
23	25	0,18	0	56	57	0,156	0
25	26	0,1608	0	57	58	0,144	0
26	27	0,18	0	58	59	0,18	0

Envío	Recibo	m	Existencia	Envío	Recibo	m	Existencia
27	28	0,1824	0	59	60	0,18	0
28	18	0,18	0	60	61	0,18	0
18	39	0,144	0	61	62	0,18	0
3	29	0,144	0	62	63	0,18	0
29	30	0,156	0	63	64	0,18	0
30	31	0,192	0	64	65	0,144	0
31	32	0,1248	0	76	65	0,1008	0
32	33	0,1632	0	66	67	0,1056	0
33	24	0,18	0	67	68	0,0864	0
33	34	0,1378	0	68	69	0,0173	0
34	35	0,18	0	69	70	0,1344	0
70	71	0,18	0	105	106	0,162	0
71	77	0,18	0	106	107	0,162	0
71	72	0,18	0	107	108	0,162	0
72	73	0,1608	0	108	109	0,162	0
73	74	0,18	0	109	110	0,108	0
74	75	0,1824	0	110	111	0,108	0
75	76	0,18	0	111	112	0,108	0
76	78	0,144	0	112	113	0,108	0
38	79	0,144	0	113	114	0,162	0
79	80	0,156	0	114	115	0,162	0
80	81	0,192	0	115	116	0,162	0
81	82	0,1248	0	116	117	0,162	0
82	83	0,1632	0	117	118	0,162	0
83	77	0,18	0	118	101	0,108	0
83	84	0,1378	0	118	119	0,108	0
84	85	0,18	0	119	120	0,108	0
85	86	0,1195	0	120	121	0,108	0

Envío	Recibo	m	Existencia	Envío	Recibo	m	Existencia
86	87	0,18	0	121	122	0,108	0
87	88	0,192	0	122	123	0,162	0
88	78	0,18	0	123	124	0,162	0
88	89	0,144	0	124	125	0,162	0
54	90	0,156	0	125	126	0,162	0
90	91	0,1008	0	126	127	0,162	0
91	92	0,1522	0	127	128	0,108	0
92	93	0,1848	0	128	129	0,108	0
93	94	0,18	0	129	130	0,108	0
94	95	0,144	0	130	113	0,108	0
95	96	0,18	0	127	131	0,108	0
96	97	0,1728	0	131	132	0,108	0
97	98	0,144	0	132	133	0,162	0
98	99	0,144	0	133	134	0,162	0
100	99	0,18	0	134	135	0,162	0
89	100	0,144	0	135	136	0,162	0
101	102	0,108	0	136	137	0,162	0
102	103	0,108	0	137	138	0,108	0
103	104	0,108	0	138	122	0,108	0
104	105	0,162	0	—	—	—	—

Cuadro 6.6: Datos de tramos de red de media tensión

Envío	Recibo	m	Existencia
SS1	139	226,404	1
139	140	226,404	1
140	141	153,672	1
141	142	288	1
142	143	153,672	1
140	144	258,48	1
144	145	153,672	1
145	146	96	1
146	147	360	1
146	148	153,672	1
148	149	307,344	1
149	150	153,672	1
150	151	312	1
150	152	192	1
152	153	307,344	1
153	154	288	1
154	155	153,672	1
155	156	192	1
SS1	157	258,48	1
157	158	258,48	1
158	159	258,48	1
159	160	258,48	1
160	161	153,672	1
161	162	153,672	1
162	163	240	1
163	164	226,404	1
163	165	120	1

Envío	Recibo	m	Existencia
165	166	360	1
166	167	360	1
SS1	168	240	1
168	169	240	1
169	170	374,88	1
170	171	258,48	1
171	172	96	1
172	173	153,672	1
172	174	258,48	1
174	175	120	1
175	176	192	1
176	177	153,672	1
177	178	192	1
178	179	96	1
179	180	120	1
180	181	153,672	1
181	182	153,672	1
182	183	96	1
183	184	120	1
184	185	120	1
185	186	153,672	1
SS2	8	340	0
5	8	307,2	0
5	2	144	0
8	11	480	0
11	16	900	0
16	56	307,2	0
56	59	480	0

Envío	Recibo	m	Existencia
59	64	900	0
16	18	244,8	0
64	76	244,8	0
2	23	658,08	0
23	18	883,2	0
18	71	658,08	0
71	76	883,2	0
2	3	144	0
23	33	360	0
18	38	324	0
71	83	360	0
76	88	324	0
3	30	300	0
30	33	480	0
33	37	617,28	0
37	38	192	0
38	80	300	0
80	83	480	0
83	87	617,28	0
87	88	192	0
3	42	302,4	0
38	54	288	0
88	100	288	0
42	45	256,8	0
45	48	516,96	0
48	51	496,8	0
51	54	468	0
54	91	256,8	0
91	94	516,96	0

Envío	Recibo	m	Existencia
94	97	496,8	0
97	100	468	0
94	183	230	0
100	176	210	0
88	167	469,9636	0
76	164	451,6364	0
64	147	425,4545	0
104	106	323,6763	0
106	109	485,5145	0
109	111	215,7842	0
111	113	215,7842	0
113	116	485,5145	0
116	118	323,6763	0
118	104	431,5684	0
118	122	431,5684	0
122	124	323,6763	0
124	127	485,5145	0
127	129	215,7842	0
129	113	215,7842	0
127	132	215,7842	0
132	135	485,5145	0
135	137	323,6763	0
137	122	215,7842	0
156	132	100	0
153	135	340	0
152	137	349,0909	0
SS2	109	250	0

Cuadro 6.7: Demanda nodal - Red de baja tensión (fp=0.9)

Nodo	Sa [kVA]	Sb [kVA]	Sc [kVA]	Existencia	TD	GD
1	0,4275	0,4275	0	0	0	0
2	4,365	0	4,365	0	1	0
3	4,365	8,4375	4,365	0	0	0
4	0	4,365	4,365	0	0	0
5	7,965	7,965	7,5375	0	0	0
6	3,9825	0	3,9825	0	0	1
7	11,0925	11,0925	7,11	0	0	0
8	14,6475	14,6475	14,22	0	1	0
9	14,6475	14,22	14,6475	0	0	0
10	14,22	14,6475	14,6475	0	0	0
11	17,775	18,2025	21,7575	0	1	0
12	14,6475	14,22	14,6475	0	0	0
13	14,6475	14,22	14,6475	0	0	0
14	7,11	11,0925	14,22	0	0	0
15	14,6475	14,22	14,22	0	0	0
16	11,0925	11,0925	7,11	0	1	0
17	0,4275	0,4275	0	0	0	0
18	0,4275	0	0,4275	0	0	0
19	8,3025	8,3025	7,875	0	0	0
20	8,3025	7,875	8,3025	0	0	0
21	7,875	8,3025	8,3025	0	0	0
22	7,875	4,365	3,915	0	0	0
23	8,3025	8,3025	7,875	0	0	1
24	0,4275	0	0,4275	0	0	0
25	11,3625	14,58	11,3625	0	0	0
26	15,0075	14,58	15,0075	0	0	0
27	14,58	15,0075	15,0075	0	0	0

Nodo	Sa [kVA]	Sb [kVA]	Sc [kVA]	Existencia	TD	GD
28	11,3625	7,29	11,3625	0	0	0
29	8,3025	7,875	8,3025	0	0	0
30	54,6975	54,6975	51,5925	0	1	0
31	8,3025	8,3025	7,875	0	0	0
32	7,875	8,3025	8,3025	0	0	0
33	8,3025	7,875	8,3025	0	1	0
34	15,0075	15,0075	14,58	0	0	0
35	15,0075	15,0075	14,58	0	0	0
36	14,58	15,0075	15,0075	0	0	0
37	14,58	15,8625	11,3625	0	1	0
38	13,4775	13,05	13,4775	0	0	1
39	11,3625	7,29	11,3625	0	0	0
40	3,645	0,4275	4,0725	0	0	0
41	11,0925	14,22	11,0925	0	0	0
42	7,5375	7,5375	7,11	0	0	0
43	3,9825	0,4275	3,555	0	0	1
44	3,555	3,9825	0,4275	0	0	0
45	11,0925	11,0925	14,22	0	1	0
46	14,6475	14,22	14,6475	0	0	0
47	14,22	14,6475	14,6475	0	0	0
48	17,775	21,7575	18,2025	0	1	0
49	14,6475	14,6475	14,22	0	0	0
50	14,22	14,6475	14,6475	0	0	0
51	14,6475	14,22	14,6475	0	1	0
52	7,5375	7,965	7,965	0	0	0
53	7,5375	7,11	7,5375	0	0	0
54	0,4275	0	0,4275	0	0	1
55	2,465	2,465	1,58	0	0	0

Nodo	Sa [kVA]	Sb [kVA]	Sc [kVA]	Existencia	TD	GD
56	3,255	3,255	3,16	0	1	0
57	3,255	3,16	3,255	0	0	0
58	3,16	3,255	3,255	0	0	0
59	3,95	4,045	4,835	0	1	0
60	3,255	3,16	3,255	0	0	0
61	3,255	3,16	3,255	0	0	0
62	1,58	2,465	3,16	0	0	1
63	3,255	3,16	3,16	0	0	0
64	2,465	2,465	1,58	0	1	0
65	0,095	0,095	0	0	0	0
66	0	0,97	0,97	0	0	0
67	1,845	1,845	1,75	0	0	0
68	1,845	1,75	1,845	0	0	0
69	1,75	1,845	1,845	0	0	0
70	1,75	0,97	0,87	0	0	0
71	1,845	1,845	1,75	0	0	1
72	2,525	3,24	2,525	0	0	0
73	3,335	3,24	3,335	0	0	0
74	3,24	3,335	3,335	0	0	0
75	2,525	1,62	2,525	0	0	0
76	0,095	0	0,095	0	0	0
77	0,095	0	0,095	0	0	0
78	2,525	1,62	2,525	0	0	0
79	1,845	1,75	1,845	0	0	0
80	12,155	12,155	11,465	0	1	0
81	1,845	1,845	1,75	0	0	0
82	1,75	1,845	1,845	0	0	0
83	1,845	1,75	1,845	0	1	0
84	3,335	3,335	⁹² 3,24	0	0	0

Nodo	Sa [kVA]	Sb [kVA]	Sc [kVA]	Existencia	TD	GD
85	3,335	3,335	3,24	0	0	0
86	3,24	3,335	3,335	0	0	0
87	3,24	3,525	2,525	0	1	0
88	2,995	2,9	2,995	0	0	1
89	0,81	0,095	0,905	0	0	0
90	0,79	0,885	0,095	0	0	0
91	2,465	2,465	3,16	0	1	0
92	3,255	3,16	3,255	0	0	0
93	3,16	3,255	3,255	0	0	0
94	3,95	4,835	4,045	0	1	0
95	3,255	3,255	3,16	0	0	1
96	3,16	3,255	3,255	0	0	0
97	3,255	3,16	3,255	0	1	0
98	1,675	1,77	1,77	0	0	0
99	1,675	1,58	1,675	0	0	0
100	0,095	0	0,095	0	0	0
101	5,26	4,95	5,26	0	0	0
102	5,76	5,76	5,76	0	0	0
103	5,76	11,14	5,76	0	0	1
104	5,76	5,76	5,76	0	1	0
105	10,51	10,51	9,95	0	0	0
106	5,26	4,95	5,26	0	1	0
107	14,64	14,64	9,39	0	0	0
108	19,33	19,33	18,77	0	0	0
109	19,33	18,77	19,33	0	1	0
110	18,77	19,33	19,33	0	0	1
111	23,46	24,03	28,72	0	1	0
112	19,33	18,77	19,33	0	0	0

Nodo	Sa [kVA]	Sb [kVA]	Sc [kVA]	Existencia	TD	GD
113	19,33	18,77	19,33	0	1	0
114	9,39	14,64	18,77	0	0	0
115	19,33	18,77	18,77	0	0	0
116	14,64	14,64	9,39	0	1	0
117	5,26	4,95	5,26	0	0	1
118	5,26	4,95	5,26	0	1	0
119	10,96	10,96	10,4	0	0	0
120	10,96	10,4	10,96	0	0	0
121	10,4	10,96	10,96	0	0	0
122	10,4	5,76	5,17	0	1	0
123	10,96	10,96	10,4	0	0	0
124	5,26	4,95	5,26	0	1	0
125	15	19,25	15	0	0	0
126	19,81	19,25	19,81	0	0	0
127	19,25	19,81	19,81	0	1	0
128	15	9,62	15	0	0	0
129	10,96	10,4	10,96	0	1	0
130	72,2	72,2	68,1	0	0	1
131	10,96	10,96	10,4	0	0	1
132	10,4	10,96	10,96	0	1	0
133	10,96	10,4	10,96	0	0	0
134	19,81	19,81	19,25	0	0	0
135	19,81	19,81	19,25	0	1	0
136	19,25	19,81	19,81	0	0	1
137	19,25	20,94	15	0	1	0
138	17,79	17,23	17,79	0	0	0

Cuadro 6.8: Demanda nodal - Red de media tensión (fp=0.9)

Nodo	kVA	Existencia
139	387,197	1
140	121,994	1
141	73,479	1
142	387,197	1
143	121,994	1
144	18,37	1
145	73,479	1
146	387,197	1
147	293,911	1
148	18,37	1
149	121,994	1
150	73,479	1
151	387,197	1
152	293,911	1
153	121,994	1
154	18,37	1
155	73,479	1
156	387,197	1
157	121,994	1
158	387,197	1
159	73,479	1
160	18,37	1
161	121,994	1
162	18,37	1
163	121,994	1
164	293,911	1
165	18,37	1

Nodo	kVA	Existencia
166	293,911	1
167	387,197	1
168	121,994	1
169	293,911	1
170	18,37	1
171	73,479	1
172	387,197	1
173	121,994	1
174	387,197	1
175	18,37	1
176	73,479	1
177	387,197	1
178	121,994	1
179	73,479	1
180	18,37	1
181	73,479	1
182	73,479	1
183	18,37	1
184	73,479	1
185	387,197	1
186	121,994	1
SS2	0	0